

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado

al 30 de septiembre de 2022

**ENEL AMÉRICAS S.A.
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. 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

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	Descripciones
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

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 30.09.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.497.943	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	8	258.980	312.030
Otros activos no financieros corrientes	9	691.720	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.108.306	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	18.063	73.759
Inventarios corrientes	12	561.140	538.276
Activos por impuestos corrientes	13	148.700	201.740
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		6.284.852	7.061.959
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	3.083.610	520
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		3.083.610	520
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	9.368.462	7.062.479
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	3.879.272	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.203.715	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	822.538	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	3.316	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	3.028	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.481.166	4.756.270
Plusvalía	16	1.480.917	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	17	13.545.758	12.997.528
Propiedad de inversión		7.627	6.272
Activos por derecho de uso	18	325.970	327.953
Activos por impuestos diferidos	19	871.820	992.368
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	26.625.127	27.896.459
TOTAL ACTIVOS		35.993.589	34.958.938

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.09.2022	al 31.12.2021
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.619.586	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	32.390	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.147.859	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.117.643	955.707
Otras provisiones corrientes	25	170.423	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	13	219.644	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	9	266.189	286.272
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		7.573.734	7.795.534
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	2.060.913	-
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		2.060.913	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	9.634.647	7.795.534
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	5.185.621	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	164.487	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.439.254	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	458.668	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	25	637.185	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	19	969.691	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.397.606	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	85.132	134.572
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	11.337.644	12.133.311
TOTAL PASIVOS		20.972.291	19.928.845
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.499	15.799.499
Ganancias acumuladas		5.641.928	5.768.691
Acciones propias en cartera		(272)	(272)
Otras reservas	27.5	(8.965.044)	(8.735.261)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	12.476.111	12.832.657
Participaciones no controladoras	27.6	2.545.187	2.197.436
PATRIMONIO TOTAL		15.021.298	15.030.093
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		35.993.589	34.958.938

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses		julio a septiembre	
ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2022	2021 (*)	2022	2021 (*)
Ingresos de actividades ordinarias	28	10.176.159	10.595.989	3.468.502	4.486.692
Otros ingresos, por naturaleza	28	1.442.676	1.084.063	402.978	443.749
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	11.618.835	11.680.052	3.871.480	4.930.441
Materias primas y consumibles utilizados	29	(6.835.172)	(7.510.892)	(2.359.700)	(3.365.439)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	4.783.663	4.169.160	1.511.780	1.565.002
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		177.487	142.732	58.413	58.114
Gastos por beneficios a los empleados	30	(592.702)	(540.800)	(192.086)	(184.023)
Gasto por depreciación y amortización	31	(827.629)	(712.741)	(281.343)	(256.006)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(883.166)	(63)	(787.498)	(12)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(255.895)	(247.537)	(60.420)	(132.811)
Otros gastos por naturaleza	32	(943.826)	(845.408)	(318.136)	(297.656)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	1.457.932	1.965.343	(69.290)	752.608
Otras ganancias (pérdidas)	33	(125.828)	225	(128.885)	(22)
Ingresos financieros	34	393.316	207.603	127.747	90.487
Costos financieros	34	(1.188.232)	(714.027)	(405.078)	(266.190)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	1.157	845	257	208
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	41.192	17.427	(1.733)	(47.929)
Resultado por unidades de reajuste	34	261.750	95.123	114.730	50.716
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	841.287	1.572.539	(362.252)	579.878
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(611.670)	(659.431)	(211.582)	(211.114)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		229.617	913.108	(573.834)	368.764
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	229.617	913.108	(573.834)	368.764
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(102.980)	622.127	(679.644)	263.781
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	332.597	290.981	105.810	104.983
GANANCIA (PÉRDIDA)		229.617	913.108	(573.834)	368.764
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	(0,00096)	0,00641	(0,00634)	0,00251
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	(0,00096)	0,00641	(0,00634)	0,00251
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	96.995.808	107.279.890	107.279.890
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	(0,00096)	0,00641	(0,00634)	0,00251
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	(0,00096)	0,00641	(0,00634)	0,00251
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	96.995.808	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 septiembre de 2022 y 2021 (no auditados)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses		julio a septiembre		
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES		Nota	2022	2021 (*)	2022	2021 (*)
Ganancia (Pérdida)			229.617	913.108	(573.834)	368.764
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26		(33.741)	328.604	2.932	2.545
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>		(33.741)	328.604	2.932	2.545
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos						
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9		(390.679)	(792.412)	(770.703)	(959.870)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales			(3.064)	(7)	(4.076)	(2)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo			(23.478)	21.910	(15.509)	4.825
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados			(47.851)	23	(12.671)	14.368
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>		(465.072)	(770.486)	(802.959)	(940.679)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>		(498.813)	(441.882)	(800.027)	(938.134)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo						
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos			17.321	(111.449)	(181)	(898)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>		17.321	(111.449)	(181)	(898)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo						
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo			5.211	(8.720)	1.036	(3.748)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales			1.071	-	1.593	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>		6.282	(8.720)	2.629	(3.748)
Total Otro resultado integral			(475.210)	(562.051)	(797.579)	(942.780)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL			(245.593)	351.057	(1.371.413)	(574.016)
Resultado integral atribuible a						
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora			(386.227)	296.031	(1.310.655)	(622.541)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras			140.634	55.026	(60.758)	48.525
TOTAL RESULTADO INTEGRAL			(245.593)	351.057	(1.371.413)	(574.016)

(*) 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 septiembre de 2022 y 2021 (no auditados)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											Total Patrimonio Neto	
	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)
Saldo inicial al 01.01.2021	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
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	622.127	622.127	290.981	913.108
Otro resultado integral	-	-	(551.226)	13.233	211.901	(4)	-	-	(326.096)	-	(326.096)	(235.955)	(562.051)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	296.031	55.026	351.057
Emisión de patrimonio	6.036.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.036.421	-	6.036.421
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(165.040)	(165.040)	(498.218)	(663.258)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(211.901)	-	-	(1.007.295)	(1.219.196)	211.901	(1.007.295)	360.220	(647.075)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Total de cambios en patrimonio	6.036.421	(272)	(551.226)	13.233	-	(4)	-	(1.007.295)	(1.545.292)	668.988	5.159.845	(82.972)	5.076.873
Saldo final al 30.09.2021	15.799.499	(272)	(4.859.522)	3.850	-	(696)	-	(3.761.841)	(8.618.209)	6.084.686	13.265.704	2.144.832	15.410.536
Saldo inicial al 01.01.2022	15.799.499	(272)	(5.190.194)	426	-	(697)	(5.190.465)	(3.544.796)	(8.735.261)	5.768.691	12.832.657	2.197.436	15.030.093
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(102.980)	(102.980)	332.597	229.617
Otro resultado integral	-	-	(177.014)	(81.157)	(23.783)	(1.293)	(283.247)	-	(283.247)	-	(283.247)	(191.963)	(475.210)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(386.227)	140.634	(245.593)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(470.815)	(470.815)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	94.457	-	23.783	-	118.240	(64.776)	53.464	(23.783)	29.681	677.932	707.613
Total de cambios en patrimonio	-	-	(82.557)	(81.157)	-	(1.293)	(165.007)	(64.776)	(229.783)	(126.763)	(356.546)	347.751	(8.795)
Saldo final al 30.09.2022	15.799.499	(272)	(5.272.751)	(80.731)	-	(1.990)	(5.355.472)	(3.609.572)	(8.965.044)	5.641.928	12.476.111	2.545.187	15.021.298

(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 septiembre de 2022 y 2021 (no auditados)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	14.983.318	13.739.621
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	29.619	34.002
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	11.877	4.651
Otros cobros por actividades de operación	560.841	521.396
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(7.948.726)	(8.299.934)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(676.293)	(553.133)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(16.401)	(11.306)
Otros pagos por actividades de operación	7.d (3.785.307)	(3.261.173)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)		
Impuestos a las ganancias pagados	(506.614)	(601.663)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(108.347)	(174.522)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.543.967	1.397.939
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e 33.953	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	773.212	828.078
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(793.778)	(842.661)
Préstamos a entidades relacionadas	(1.158)	(10.603)
Compras de propiedades, planta y equipo	(1.266.206)	(1.151.975)
Compras de activos intangibles	(975.672)	(812.398)
Compras de otros activos a largo plazo	(59.045)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(39.383)	(18.450)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	33.623	26.454
Cobros a entidades relacionadas	44.825	18.969
Dividendos recibidos	638	1.125
Intereses recibidos	51.086	24.732
Otras entradas (salidas) de efectivo	(1.889)	1.009.616
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.199.794)	(927.113)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	-	(282)
Pagos por otras participaciones en el patrimonio	(39.935)	(16.640)
Total importes procedentes de préstamos	7.f 2.007.931	2.265.352
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	1.000.153	1.223.079
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	1.007.778	1.042.273
Préstamos de entidades relacionadas	7.f 680.573	888.046
Reembolsos de préstamos	7.f (1.453.134)	(2.263.499)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.f (46.833)	(42.169)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.f (358.559)	(327.522)
Dividendos pagados	(530.721)	(763.623)
Intereses pagados	7.f (435.895)	(234.214)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.f (18.737)	108.392
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(195.310)	(386.159)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	148.863	84.667
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(26.039)	(130.156)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	122.824	(45.489)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7 1.396.253	1.506.993
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7 1.519.077	1.461.504

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	22
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	24
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.....	33
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	34
d.3)	Costos incrementales de obtener un contrato.....	34
d.4)	Otros activos intangibles	34
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	35
f)	Arrendamientos.....	37
f.1)	Arrendatario	37
f.2)	Arrendador	38
g)	Instrumentos financieros.....	39
g.1)	Activos financieros no derivados.....	39
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	42
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	42
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	44
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	44
g.8)	Contratos de garantías financieras	44
h)	Medición del valor razonable	45
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	46

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.....	47
l)	Acciones propias en cartera	48
m)	Provisiones.....	48
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	49
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	49
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	50
p)	Impuesto a las ganancias	50
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	51
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	52
s)	Dividendos	53
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	53
u)	Estado de flujos de efectivo	54
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	55
i.	Marco regulatorio:.....	55
ii.	Límites a la integración y concentración.....	73
iii.	Mercado de clientes no regulados	74
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	75
6.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	78
6.1	Operación de venta de Enel Distribución Goiás.....	78
6.2	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE	80
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	81
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	84
9.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	85
10.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	87
11.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	90
11.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	90
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	90
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	91
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	92
d)	Transacciones significativas Enel Américas:.....	92
11.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	95
11.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	97
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	97
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	98
11.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	98
12.	INVENTARIOS.....	99
13.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	99
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	100
14.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	100
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	102

16.	PLUSVALÍA.....	105
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	108
18.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	111
19.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	113
	a) Impuesto a las ganancias.....	113
	b) Impuestos diferidos.....	114
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	119
	a) Préstamos que devengan intereses.....	119
	b) Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	124
	c) Obligaciones con el Público Garantizadas.....	127
	d) Deuda de cobertura.....	129
	e) Otros aspectos.....	129
	f) Flujos futuros de deuda no descontados.....	130
21.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	132
	21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	133
	21.2 Flujos futuros de deuda no descontados.....	135
22.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	136
23.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	141
	23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	141
	23.2 Instrumentos derivados.....	142
	23.3 Jerarquías del valor razonable.....	145
24.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	146
25.	PROVISIONES.....	147
26.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	148
	26.1 Aspectos generales:.....	148
	26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	149
	26.3 Otras revelaciones:.....	153
27.	PATRIMONIO.....	155
	27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	155
	27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	156
	27.3 Gestión del capital.....	157
	27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	157
	27.5 Otras Reservas.....	157
	27.6 Participaciones no controladoras.....	159
28.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	160
29.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	161
30.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	161
31.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9.....	162
32.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	163
33.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	163
34.	RESULTADO FINANCIERO.....	164
35.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	166
	35.1 Criterios de segmentación.....	166

35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros	168
35.3	Países.....	171
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	174
36.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	180
36.1	Garantías directas	180
36.2	Garantías Indirectas	181
36.3	Litigios y arbitrajes.....	184
36.4	Restricciones financieras.....	194
36.5	Contingencia por COVID-19.....	199
36.6	Otras informaciones	199
37.	DOTACIÓN	202
38.	SANCIÓNES	203
39.	MEDIO AMBIENTE	205
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	207
41.	HECHOS POSTERIORES.....	209
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS.....	210
	ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	215
	ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	218
	ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES	221
	ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	225
	ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	226

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 16.323 trabajadores al 30 de septiembre de 2022. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el período 2022 fue de 16.212 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 37.

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 septiembre de 2022, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de octubre 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, y los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2022 y 2021; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve 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"> - NIIF 1: <i>Adopción por primera vez de las NIIF</i> - NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i> - <i>Ejemplos que acompañan a NIIF 16</i> - NIC 41: <i>Agricultura</i> 	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 adquirente 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
Enmienda a NIIF 16: <i>Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior</i>	1 de enero de 2024

> 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 estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos 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 estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos 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 estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **Enmiendas a NIIF 16 “Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (leaseback)”**

El 22 de septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 Arrendamientos, con el objetivo de aclarar como un arrendatario-vendedor mide después de la fecha de transacción una operación de leaseback, que satisface los requisitos de la NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias para ser contabilizada como una venta.

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán de forma retroactiva a transacciones de leaseback realizadas después de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16.

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\$ 167.045 desde ingresos financieros a ingresos operacionales, por el período finalizado al 30 de septiembre 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 septiembre 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. 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.
- iv. El 23 de agosto de 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil enajenó el 100% de la participación que poseía sobre la compañía Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. Para más detalle, ver nota 33.
- v. Con fecha 26 de septiembre de 2022, se constituyó la compañía Latamsolar Energías Renovables S.A.S. participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP.

- vi. Durante el período 2022, se constituyeron en Brasil las compañías Luz de Macapá Energía S.A, Luz de Caruaru Energía S.A. y Luz de Jabotão Energía S.A., participadas en un 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., para el desarrollo de proyectos de alumbrado público.
- vii. Adicionalmente, durante el período 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió el 100% de participación en las siguientes compañías: 1) Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda., 2) Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda., 3) Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda., 4) Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda., 5) Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda., 6) Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda., 7) Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda., 8) Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda., 9) Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda., 10) Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda., 11) Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda., 12) Enel Green Power São Cirilo 01 S.A, 13) Enel Green Power São Cirilo 02 S.A., 14) Enel Green Power São Cirilo 03 S.A., 15) Enel Green Power Morro Norte 01 S.A., 16) Enel Green Power Morro Norte 02 S.A., 17) Enel Green Power Morro Norte 03 S.A., y 18) Enel Green Power Morro Norte 04 S.A. Todas estas compañías tienen por objetivo el desarrollo de proyectos de energías renovables.

2021

- viii. 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.
- ix. 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).
- x. 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).
- xi. 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.
- xii. 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 30.09.2022			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%	-	-	-
Extranjero	Enel X Way Perú S.A. (iii)	Perú	Sol peruano	-	20,00%	20,00%	-	-	-

- (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.. 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.
- (iii) Con fecha 7 de julio de 2022, se constituyó la sociedad Enel X Way Perú S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú 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 30.09.2022			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:

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%
Desde enero a septiembre de 2021	36,97%
Desde enero a septiembre de 2022	66,07%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 34.

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 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2021
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	147,32	147,31	102,72	102,69	98,62
Real brasileño	5,41	5,13	5,58	5,39	5,33
Sol peruano	3,98	3,81	4,00	3,88	3,83
Peso colombiano	4.532,07	4.067,65	3.981,16	3.743,86	3.700,28

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
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
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	11 meses
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	6 meses
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	6 meses

(*) 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 Enel 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 Enel CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero Enel 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 Enel 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 septiembre 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:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	4 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	22 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	25 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	6 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) Costos incrementales de obtener un contrato

El Grupo reconoce como activos intangibles los costos para obtener un contrato con un cliente solo si:

- Los costos son incrementales, es decir, son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato; y
- El Grupo espera recuperarlos, a través de reembolsos (recuperabilidad directa) o del margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, los costos capitalizados por el Grupo al 30 de septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021 se relacionan fundamentalmente con comisiones de venta pagadas a los agentes por la obtención de un contrato, que cumplen los criterios de capitalización (ver Nota 15).

Los costos de obtener un contrato capitalizados se amortizan de forma sistemática, de forma congruente con el patrón de transferencia al cliente de los bienes o servicios con los que se relacionan. El Grupo amortiza los activos reconocidos de forma lineal durante el período esperado de beneficio del contrato. Además, estos costos capitalizados se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida por deterioro en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda la cantidad recuperable.

d.4) 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. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

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 y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

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 traspasa 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, entendiéndose 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 retenidos, 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 (ver Nota 3.d.3). 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.

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

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. 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. En el día 13 de septiembre se publicó en el Boletín Oficial la resolución de Secretaría de Energía N° 642, la cual reglamenta el DNU 88/22, que viene a prorrogar el artículo 87° de la anterior Ley de Presupuesto respecto a las deudas de las distribuidoras con CAMMESA. La misma establece que la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2022, la instrumentación el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones para las deudas mantenidas con la CAMMESA establecido por el Artículo 87° de la Ley N°27.591 (Presupuesto 2021). En tal sentido para aquellos distribuidores que aún no hayan firmado el respectivo Acuerdo de Regularización de deudas entre al 30 de septiembre de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2021 podrá reconocerse créditos por entre 2 a 5 facturas medias de compra de energía del año 2020. Y que las deudas remanentes al 31 al de agosto de 2022, una vez aplicado los créditos referidos al Artículo 87°, se aplicará un plan de pago con las siguientes condiciones: Período de gracia 6 meses a partir de la fecha de suscripción; Plazo de hasta 8 años con hasta 96 cuotas mensuales y Tasa del 50% de la vigente en el MEM.

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 incremente 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 las 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.

Con fecha 1 de agosto de 2022 mediante Resolución ENRE N°221/22, se aprobó un nuevo cuadro tarifario a los precios estacionales definidos por la Resolución SE 605/22 con vigencia a partir del 1° de agosto del 2022 (sin cambio en el VAD). Indicando que los clientes GUDIS han sufrido una disminución del 0,3 o 0,4% según la categoría. La resolución, también, señala que la nueva Tarifa Media de EDESUR ha tenido una leve disminución a 7,832 \$/kWh (-0,1%). Y que el Costo Propio de Distribución representa un 28% de dicha tarifa media sin impuestos.

Con fecha 9 de septiembre de 2022 la Resolución ENRE 314/22 estableció un nuevo cuadro tarifario con vigencia a aplicar a partir del 1° de septiembre de 2022 que contemplan los nuevos precios estacionales para NIVEL 1, Generales, Alumbrado Público, T2/Peaje y T3/Peaje menor a 300 kW establecidos por la Resolución SE 627 & 629/2022. La resolución indica que para los usuarios residenciales de los Niveles 2 y 3 y para las Entidades de Bien Público continúa vigente el cuadro tarifario dispuesto en la Resolución ENRE N° 221/2022, que la categoría residencial aumenta en promedio un 40% mientras que el resto de las categorías registran un aumento entre el 21% y el 33% y que al no haber habido modificación de la remuneración de la distribuidora la participación del VAD se sitúa en el orden del 26% de dicha tarifa media.

El día 21 de septiembre se publicó la resolución ENRE 435/22 por la cual establece el nuevo cuadro tarifario y esquema de facturación para los clientes residenciales de NIVEL 3 y una nueva tarifa media todos con vigencia retroactiva al 1° de septiembre de 2022. Adicionalmente indica que la nueva tarifa media de EDESUR es 8,808 \$/kWh (+12,4% respecto a la de agosto).

El 26 de septiembre mediante su Resolución N° 661/22 la Secretaría de Energía estableció que los usuarios no inscriptos en el RASE serán considerados en forma automática como Nivel 1 (mayores ingresos).

El día 28 de septiembre mediante Nota NO-2022-103311985-APN-SE#MEC la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA en forma excepcional y por única vez, para la compra de energía de los clientes residenciales sin importar el nivel en que se hayan encuadrado el mismo sea facturado al precio del NIVEL 2 (menores ingresos). Solicitando a las distribuidoras la información referida a los clientes y que en la factura aparezca la categorización de los mismos por más que la aplicación efectiva se haya trasladado al 1° de octubre.

b) Brasil

El regulador es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”), que incluye entre otras responsabilidades el proceso de fiscalización de concesiones y autorización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, promulgación del marco regulatorio, y establecimiento de procesos de licitaciones bajo la directiva del Ministerio de Minas y Energía (“MME”).

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (“ONS”) es la entidad responsable por la coordinación y control de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (“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 por contratos de energía en el mercado regulado con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía o en el mercado libre, con comercializadoras o clientes no regulados por medio de contratos bilaterales. 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).

Para los generadores hidroeléctricos, existe un mecanismo que busca 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 Julio/22 cerrado 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 para evitar ganancias o pérdidas tarifarias por costos de la Parcela A (costos no administrados por la distribuidora)..

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

Las últimas modificaciones tarifarias se resumen a continuación:

Empresa	Fecha de ajuste de tarifa	Aumento medio de ajuste	
		Alta Tensión	Baja Tensión
Enel Distribución Río	Marzo de 2022	+15,38%	+17,39%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2022	+24,16%	+25,09%
Enel Distribución Ceará (RTE)	Julho de 2022	-2,96%	-3,02%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2022	+18,03%	+10,15%
Enel Distribución Goiás	Octubre de 2021	+14,21%	+17,32%

La Ley N° 14.385, de 27 de junio de 2022, establece que la ANEEL debe insertar en los procesos tarifarios los valores íntegros del reembolso del crédito PIS/COFINS de juicios definitivos e inapelables que versan sobre la exclusión del ICMS de 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, las tarifas de Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río de Janeiro fueron reajustadas el 12 de julio de 2022 mediante Resoluciones n° 3.061 y n° 3.064, respectivamente.

El 4 de agosto de 2022, la ANEEL publicó el Despacho n° 2.104, suspendiendo la revisión extraordinaria de la Enel Distribución Río de Janeiro, debido a la decisión judicial, ya que ANEEL aún no ha juzgado la solicitud de revisión extraordinaria por los efectos ocurridos durante la Pandemia de COVID-19.

En función de los descargos entre los costos de energía 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.

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 mantención 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 período 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.

Metodología aprobada para mejorar la señal de localización de Tarifas de Transmisión - TUST

El 20 de septiembre, el Directorio de ANEEL aprobó la nueva metodología para el cálculo de las Tarifas por Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y las Tarifas por Uso del Sistema de Distribución para centrales de generación. En cinco ciclos tarifarios, de 2023 a 2028, la Agencia promoverá la intensificación gradual de la señal de localización, es decir, un realineamiento de los costos de transmisión para equilibrar el cargo por el uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como consecuencia aumentando el costo de transmisión para los generadores que están más distante de la carga.

Resultado de la Subasta de Capacidad, en forma de energía, de 2022

El 30 de septiembre se llevó a cabo la “Subasta de Reserva de Capacidad 2022” para la contratación de energía de reserva de proyectos de gas natural ubicados en las regiones Norte y Nordeste. En total fueron contratados 753,8 MW de potencia, solo en la Región Norte. No hubo contratación de energía de otros productos en la Región Nordeste (Producto Maranhão y Producto Piauí). El precio promedio fue de R\$ 444,00/MWh, un descuento de cero en relación con el precio inicial.

Apertura del Mercado – Ordenanza nº50/2022

El 28 de septiembre, el MME (Ministerio de Minas y Energía) publicó la Ordenanza N° 50/2022, que permite, a partir de enero de 2024, la compra de energía eléctrica a cualquier proveedor por parte de los consumidores que tienen tarifa binomial, es decir, que contratan demanda y energía. En este grupo de clientes se encuentran aquellos conectados a voltajes superiores a 2.3KV y aquellos atendidos por un sistema de distribución subterráneo. Con la medida, alrededor de 106 mil nuevas unidades podrían migrar al mercado libre.

Subasta CIEN

Se realizará una licitación para definición del nuevo operador de las líneas de la transmisora de CIEN. En ese sentido, el regulador está estableciendo las reglas de la Subasta de Transmisión n° 2/2022-ANEEL, que está programada para el 16/dic/2022, con la firma de los contratos el 31/mar/2023.

También cabe señalar que, hasta la fecha de firma del contrato con el nuevo operador, Enel CIEN es designado temporalmente como operador del activo de transmisión.

En caso de que Enel CIEN no gana la subasta, la empresa recibirá una compensación por el valor en libros de los activos subyacentes.

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 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF 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 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante 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.

La actividad de generación está compuesta 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.

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 aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

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 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.

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 km² 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.

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 agosto de 2022, La CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa.

En agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas – CREG creó el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

En agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de Respuesta de la Demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los sistemas de Almacenamiento y la autogeneración.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista y a los transmisores y los operadores de red.

Como resultado de los debates en el Congreso, se propusieron dos modificaciones al proyecto Reforma Tributaria para que las generadoras paguen más impuestos. De esas propuestas fue acogida una que se incluyó de manera oficial en el proyecto de ley, por medio de la cual las hidroeléctricas tendrán una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026. Este proyecto de ley aún debe surtir los debates correspondientes.

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.° 8345.

La Ley N.° 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.° 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.° 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.

El Ministerio de Ambiente y Energía publicó el pasado 29 de septiembre de 2022 el Reglamento al capítulo III de la ley N° 9518, Ley de Incentivos y promoción para el transporte eléctrico, (modificada por la Asamblea Legislativa a través de la Ley No. 10209, sobre Incentivos al Transporte Verde). Esta norma del MINAE reglamenta la aplicación de incentivos fiscales temporales para vehículos eléctricos y sus insumos, así como una exoneración temporal del impuesto a la propiedad de vehículos eléctricos.

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.

El 18 de julio de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publica el Acuerdo Ministerial No. 180-2022, mediante el cual se califica al hidrógeno verde como un recurso energético renovable, incluyéndolo en esta clasificación, y por lo tanto quedando cubierto por la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Esto permitirá a los nuevos proyectos de hidrógeno verde gozar de beneficios de exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo; igualmente estos proyectos también podrán estar exentos por 10 años del pago del Impuesto Sobre la Renta impuesto y el IEMA.

El 29 de agosto de 2022 se publica la Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica, mediante el Decreto 40-2022. Esta ley tiene como objetivo principal facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico en Guatemala, buscando contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero con lo cual el país muestra un claro compromiso para cuidar el medio ambiente. La Ley también declara de interés público la promoción y uso de vehículos eléctricos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, para promover la inversión en la infraestructura y producción de energía eléctrica, la eficiencia en el transporte público y privado, la diversificación de la matriz energética y la descarbonización del parque vehicular.

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) 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, 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.

Por otro lado, mediante el Decreto Supremo N° 003-2022 MINAM se declaró de interés general la emergencia climática en Perú. El mencionado Decreto estableció diversas tareas para todos los sectores del país con la finalidad de construir políticas y acciones consistentes en la lucha contra el cambio climático, en especial las relacionadas con el impulso de las energías renovables y las prácticas de eficiencia energética, la promoción de la electromovilidad y el hidrogeno verde, así como la evaluación de la fijación de un precio del carbono. Adicionalmente, se fijó un objetivo indicativo de participación de energía renovables no convencionales en la producción de electricidad del 20% al 2030. Las acciones deben ser presentadas por los sectores en octubre del 2022.

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 supeditada 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, Argentina se establecen límites específicos a la integración vertical. 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 ("INDECOP"), 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\$

ACTIVOS	al 01.04.2021	PASIVOS	al 01.04.2021
ACTIVOS CORRIENTES		PASIVOS CORRIENTES	
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	PASIVOS CORRIENTES TOTALES [Subtotal]	662.960
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES [Subtotal]	1.635.622		
ACTIVOS NO CORRIENTES		PASIVOS NO CORRIENTES	
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
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES [Subtotal]	5.207.626	TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES [Subtotal]	1.157.234
TOTAL ACTIVOS	6.843.248	TOTAL PASIVOS	1.820.194
		TOTAL ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.023.054

6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

La composición y movimientos de los activos no corrientes mantenidos para la venta durante el periodo terminado el 30 de septiembre de 2022, ha sido el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Deterioro	Otros movimientos	al 30.09.2022
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	55.749	(59.073)	-	24.458	21.134
Otros activos financieros corrientes	-	14.989	(199)	(12.145)	(2.588)	57
Otros activos no financieros corriente	-	140.885	(4.041)	-	1.860	138.704
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	510.418	(35.839)	-	44.057	518.635
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	604	-	-	(356)	248
Inventarios	-	159.074	(18)	-	(1)	159.055
Activos biológicos corrientes	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes	-	8.028	(1.091)	-	1.342	8.280
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	889.746	(100.260)	(12.145)	68.773	846.113
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	-	198.968	-	-	66.933	265.901
Otros activos no financieros no corrientes	-	881.584	(2.931)	-	(346)	878.308
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	21.710	-	-	(269)	21.441
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	1.570.803	(2.904)	(786.278)	39.961	821.582
Plusvalía	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	520	117.523	(29.080)	(77.028)	(520)	11.415
Activos biológicos no corrientes	-	-	-	-	-	-
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por derecho de uso	-	15.930	(47)	-	(1)	15.882
Activos por impuestos diferidos	-	226.016	(3.048)	-	-	222.968
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	520	3.032.535	(38.010)	(863.306)	2.237.497
PASIVOS CORRIENTES						
TOTAL ACTIVOS	520	3.922.282	(138.271)	(875.451)	174.531	3.083.610

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Deterioro	Otros movimientos	al 30.09.2022
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	-	44.803	-	-	-	44.803
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	3.958	(2)	-	(172)	3.784
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	657.873	(27.595)	-	(14.441)	615.837
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	246.943	-	-	(1.828)	245.115
Otras provisiones corrientes	-	219	-	-	-	219
Pasivos por impuestos corrientes	-	7.718	(11.004)	-	8.524	5.239
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	14.712	(4.762)	-	(2.953)	6.997
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	976.226	(43.363)	-	(10.869)	921.994
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	-	50.916	-	-	-	50.916
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	13.859	(36)	-	(1.379)	12.443
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	552.545	(254)	-	22	552.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	241.103	-	-	-	241.103
Otras provisiones no corrientes	-	249.327	(59)	-	(219)	249.050
Pasivo por impuestos diferidos	-	8.553	-	-	(3.048)	5.505
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	26.214	-	-	-	26.214
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	1.375	-	-	-	1.375
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	1.143.893	(348)	-	(4.625)	1.138.919
TOTAL PASIVOS		2.120.119	(43.712)	-	(15.494)	2.060.913
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	520	1.802.163	(94.559)	(875.451)	190.025	1.022.697

6.1 Operación de venta de Enel Distribución Goiás

Con fecha 23 de septiembre de 2022 nuestra subsidiaria Enel Brasil suscribió un contrato de compraventa de acciones de Equatorial Participações e Investimentos S.A., una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente "Equatorial"), a través del cual, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones previas, Enel Brasil enajenará el 99,9% de las acciones emitidas por Enel Distribución Goiás, propiedad de Enel Brasil S.A. (la "Compraventa"). Entre las condiciones previas acordadas, algunas se refieren a las autorizaciones de los organismos regulatorios brasileiros Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") y del Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE").

Enel Goiás es una distribuidora de energía brasileira ubicada en el Estado de Goiás, con un área de concesión de 337 mil km², con 3,3 millones de clientes en 237 municipios.

En el evento que la Compraventa se apruebe, la filial Enel Brasil S.A. recibiría aproximadamente BRL 7.292 millones, (equivalentes a USD 1.400 millones), de los cuales BRL 1.575 millones (equivalentes a USD 300 millones) corresponden a su participación en el patrimonio y serían pagados por Equatorial al cierre, lo que se espera ocurra durante diciembre del presente, y BRL 5.717 millones (equivalentes a USD 1.100 millones) para el prepago de préstamos intercompañía, de los cuales USD 600 millones corresponden a Enel Brasil y USD 500 millones a Enel Finance International, sociedad relacionada al controlador de Enel Américas, Enel SpA, los cuales serían pagados por Enel Goiás dentro de los doce meses siguientes al cierre de la operación. Todo lo anterior está sujeto a ajustes positivos o negativos, según los términos del acuerdo entre las partes.

Adicionalmente a esta cantidad, las partes han acordado un mecanismo de pagos de earn-out, en función al resultado de determinadas contingencias que se encuentran en curso, cuya estimación a esta fecha no resulta cuantificable.

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 30 de septiembre de 2022 se reconoció un ajuste por deterioro de los activos de larga vida de Goiás por MUS\$ 786.278, ver nota 31.b).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 30.09.2022	PASIVOS	al 30.09.2022
ACTIVOS CORRIENTES		PASIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	14.888	Otros pasivos financieros corrientes	44.803
Otros activos financieros corrientes	57	Pasivos por arrendamientos corrientes	2.439
Otros activos no financieros corriente	138.671	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	571.844
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	507.716	Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	245.115
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	248	Otras provisiones corrientes	219
Inventarios	159.055	Otros pasivos no financieros corrientes	6.912
Activos por impuestos corrientes	7.354		
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 827.989	PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 871.332
ACTIVOS NO CORRIENTES		PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	133.423	Otros pasivos financieros no corrientes	50.916
Otros activos no financieros no corrientes	875.248	Pasivos por arrendamientos no corrientes	2.324
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	21.710	Otras cuentas por pagar no corrientes	552.313
Activos intangibles distintos de la plusvalía	821.582	Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	241.103
Propiedades, planta y equipo	11.415	Otras provisiones no corrientes	248.851
Activos por derecho de uso	4.714	Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26.214
Activos por impuestos diferidos	222.964	Otros pasivos no financieros no corrientes	1.375
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 2.091.056	PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 1.123.096
TOTAL ACTIVOS	2.919.045	TOTAL PASIVOS	1.994.428
		VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	924.617

6.2 Operación de venta de 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, de acuerdo a lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer semestre del presente, 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\$ 12.145, ver nota 31.b).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 30.09.2022	PASIVOS	al 30.09.2022
ACTIVOS CORRIENTES		PASIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.246	Pasivos por arrendamientos corrientes	1.345
Otros activos financieros corrientes	9.976	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	44.022
Otros activos no financieros corriente	33	Pasivos por impuestos corrientes	5.239
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	485	Otros pasivos no financieros corrientes	85
Activos por impuestos corrientes	926		
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 17.666	PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 50.691
ACTIVOS NO CORRIENTES		PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	132.478	Pasivos por arrendamientos no corrientes	10.119
Otros activos no financieros no corrientes	2.791	Otras provisiones no corrientes	199
Activos por derecho de uso	11.168	Pasivo por impuestos diferidos	5.505
Activos por impuestos diferidos	4		
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 146.441	PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i> 15.823
TOTAL ACTIVOS	164.107	TOTAL PASIVOS	66.514
		VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	97.593

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Efectivo en caja	7.265	290
Saldos en bancos	848.863	518.572
Depósitos a corto plazo	548.538	841.039
Otros instrumentos de renta fija	93.277	36.352
Total	1.497.943	1.396.253

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\$

Moneda	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Peso chileno	768	1.589
Peso argentino	26.857	8.025
Peso colombiano	347.401	150.799
Real brasileño	758.933	757.658
Sol peruano	108.263	129.607
Dólar estadounidense	255.563	348.413
Euro	158	162
Total	1.497.943	1.396.253

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 septiembre de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.497.943	1.461.504
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	21.134	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.519.077	1.461.504

(*) 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\$

Otros pagos de actividades de operación	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.161.033)	(1.995.559)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(348.632)	(345.581)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(1.006.402)	(621.159)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(269.240)	(298.874)
Total otros pagos por actividades de operación	(3.785.307)	(3.261.173)

- (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\$ 1.778.811 y MUS\$ 1.635.242, por los periodos terminados el 30 de septiembre 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\$ 251.429 y MUS\$ 267.285, por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, respectivamente.
 - Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 65.177 y MUS\$ 60.427, por los periodos terminados el 30 de septiembre 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) La siguiente tabla presenta el detalle de “Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios” en el Estado de Flujos de Efectivo al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		
Efectivo recibido por la venta de Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza	95.624	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza que sale del Grupo	(61.671)	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	33.953	-

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de septiembre 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 30.09.2022
		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	1.585.743	(1.805.654)	(426.495)	(646.406)	-	(3.162)	(50.976)	495.889	-	921.614	2.282.113
Préstamos Largo plazo	6.009.769	1.102.761	(33.527)	(9.308)	1.059.926	-	53.189	(55.465)	32.603	-	(1.421.406)	5.678.596
Pasivo por arrendamientos	248.578	-	(46.833)	(92)	(46.925)	-	-	(2.812)	10.302	20.628	(25.983)	203.788
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	8.751	-	-	8.751	-	(43.580)	32.515	15.035	-	23.246	(164.532)
Total	7.623.002	2.697.255	(1.886.014)	(435.895)	375.346	-	6.427	(76.738)	553.829	20.628	(502.529)	7.999.965

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 30.09.2021
		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	1.286.625	(2.579.955)	(231.254)	(1.524.584)	112.986	6.149	(10.086)	283.184	-	722.886	1.565.563
Préstamos Largo plazo	4.018.731	1.866.773	(20.130)	-	1.846.643	968.491	4.061	(229.419)	9.130	-	(734.036)	5.883.599
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(42.170)	(2.960)	(45.130)	31.092	-	(6.229)	7.862	32.876	10.254	173.285
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	117.457	-	-	117.457	(134.315)	(15.175)	(44.288)	5.226	-	-	(185.404)
Total	6.022.010	3.270.855	(2.642.255)	(234.214)	394.386	978.254	(4.965)	(290.022)	305.402	32.876	(898)	7.437.043

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	113.448	156.171	4	26.193
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	56.027	50.941	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	3.421.126	2.978.228
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	31.237	2.155
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.933	72.226	307.362	294.695
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	70.742	32.689	119.543	171.905
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	5.830	3	-	-
Total	258.980	312.030	3.879.272	3.473.176

- (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 Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 30 de septiembre de 2022 son MUS\$ 1.152.996 (MUS\$ 949.250 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 839.923 (MUS\$ 702.439 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 1.316.882 (MUS\$ 1.134.209 al 31 de diciembre de 2021) y MUS\$ 111.325 (MUS\$ 114.235 al 31 de diciembre de 2021), respectivamente. En diciembre de 2021 además incluye a Enel Distribución Goiás S.A. (MUS\$ 78.095). 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021 es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Otros activos no financieros				
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	114.119	121.759	116.118	130.510
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	-	26.823	-	129.126
Servicios en curso prestados por terceros	22.039	15.891	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	87.336	96.449	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	250.000	267.838
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	397.401	585.715
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	344.881	411.066	1.358.814	1.952.001
Gastos pagados por anticipado	23.247	31.310	-	-
Otros	100.098	125.462	81.382	80.231
Total	691.720	828.760	2.203.715	3.145.421

(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 36.3.b.11).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a septiembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 26.050 y MUS\$ 16.786, respectivamente, que corresponden a montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

(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 S.A. 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 S.A.. 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 S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A. reconocieron activos por MUS\$ 975.343, MUS\$ 154.397 y MUS\$ 573.955, respectivamente, al 30 de septiembre de 2022 (MUS\$1.064.948, MUS\$ 187.727, y MUS\$ 576.568, respectivamente, al 31 de diciembre 2021. Además, al cierre de 2021, se incluye a Enel Distribución Goiás MUS\$ 533.824 (ver nota 6.1)).

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 36.3.b.18).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Otros pasivos no financieros				
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	226.369	251.358	44.735	75.814
Otros	39.820	34.914	40.397	58.758
Total	266.189	286.272	85.132	134.572

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto		al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto		4.009.414	4.550.361	877.784	784.354
Cuentas comerciales por cobrar, bruto		3.797.224	4.307.971	615.407	497.193
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto		1.446	913	24.742	13.742
Otras cuentas por cobrar, bruto		210.744	241.477	237.635	273.419

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto		al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		3.108.306	3.711.141	822.538	724.851
Cuentas comerciales por cobrar, neto		2.896.365	3.469.608	584.407	464.855
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto		1.425	889	24.357	13.377
Otras cuentas por cobrar, neto (1)		210.516	240.644	213.774	246.619

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)		al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Anticipos a proveedores		58.165	85.139	-	6.203
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)		37.431	17.971	-	-
Cuentas por cobrar al personal		11.992	7.769	9.837	11.857
Cuentas proyecto VOSA (ii)		44.204	44.898	194.619	226.047
Mecanismos de subsidios y contribuciones		10.160	5.358	-	-
Otras		48.564	79.509	9.318	2.512
Total		210.516	240.644	213.774	246.619

(i) Cuentas por cobrar a consumidores de 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 un 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 septiembre 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 septiembre 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\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Con antigüedad menor de tres meses	367.428	539.492
Con antigüedad entre tres y seis meses	102.728	124.013
Con antigüedad entre seis y doce meses	110.060	103.368
Con antigüedad mayor a doce meses	177.785	132.349
Total	758.001	899.222

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2021	755.410
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	316.004
Montos castigados	(113.198)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(59.493)
31 de diciembre de 2021	898.723
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	203.767
Montos castigados	(69.078)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(77.058)
30 de septiembre de 2022	956.354

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 203.767 al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de un 12% respecto a la pérdida de MUS\$ 230.906 registrada en igual periodo del ejercicio anterior. Esta disminución por un monto de MUS\$ 27.139 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil en Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. por MUS\$ 34.856, compensado por un mayor efecto en el resto de las subsidiarias de distribución y generación y por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las subsidiarias extranjeras con respecto al dólar. 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 septiembre 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 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	21	21	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	5	6	18	26
Extranjera	Yacotec S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	-	1	-	-
Extranjera	Gidsperitise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	EUR	Prest. Por cobrar	746	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	417	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	1.417	2.250	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	512	410	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicio Informáticos	3	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	779	693	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	8	-	-	-
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	87	407	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.165	1.544	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	299	341	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	274	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	64	30	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	18	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	163	22	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	37	-	-	-
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	31	1.285	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	176	206	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	58	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	292	210	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.001	531	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	44	44	-	-
Extranjera	Enel Financa International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Inversiones financieras	-	54.935	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	21	-	-	-
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	79	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	20	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.331	1.330	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	47	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	20	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	541	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	100	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	180	416	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	546	302	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	69	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	235	172	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	470	-	3.298	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	726	725	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	137	151	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	60	226	-	-
Extranjera	Enel X Way S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	23	-	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	17	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	338	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	24	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	PEN	Otros servicios	30	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	317	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	36	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú	Perú	Asociada	PEN	Prest. Por cobrar	27	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	167	229	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	4.989	4.607	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	82	83	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	675	673	-	-
Total						18.063	73.759	3.316	26

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 septiembre de 2022 y 2021 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Primeros nueve 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	(7.499)	(6.425)
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	(87.467)	(23.465)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(20.864)	(20.976)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(3.690)	(8.740)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.554)	(2.129)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(3.165)	(7.484)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	Servicio Tecnico	(3.603)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.797)	(4.251)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(2.023)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(11.246)	(7.012)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(20.380)	(18.008)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(5.006)	(10.111)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(7.384)	(2.322)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(8.760)	(4.188)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(5.414)	(5.565)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	(5.147)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 1.500.000 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. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 11 de julio de 2022.
- > El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río S.A., 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 septiembre de 2022 esta línea se encuentra girada por US\$ 235 millones.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 Río S.A., 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 Río S.A., 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 Goiás S.A., 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 Goiás S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 septiembre de 2022 esta línea no se encuentra girada.
- > El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias S.A., 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 S.A., 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 septiembre de 2022, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil S.A. por un total de US\$116 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 septiembre 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 septiembre 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 - septiembre 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - septiembre 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	enero - septiembre 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	enero - septiembre 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2022	119	-	36
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2022	119	-	36
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2022	119	-	36
Total				357	-	108

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 - septiembre 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - septiembre 2021	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	abril - septiembre 2021	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	abril - septiembre 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2021	110	-	37
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2021	110	-	37
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2021	110	-	37
Total				330	-	111

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
25.067.660-3	Simone Tripepi	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Eugenio Belinchon (2) (3)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (3)	Fiscal y Secretario del Directorio

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

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

(3) 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.

(4) El Sr. Francisco Miquel Ruz asumió el 26 de febrero de 2020 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pescarmona. El Sr. Miquel dejó de desempeñar su cargo a contar del día 1 de octubre de 2021

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	2.855	2.914
Beneficios a corto plazo para los empleados	116	104
Otros beneficios a largo plazo - IAS	-	7
Total	2.971	3.025

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Inventarios	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Suministros para la producción	34.052	21.639
Petróleo	18.122	14.898
Carbón	15.930	6.741
Repuestos	90.462	72.256
Materiales eléctricos	436.626	444.381
Total	561.140	538.276

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 118.852 y MUS\$ 88.663, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos por impuestos	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	125.740	191.858
Otros	22.960	9.882
Total	148.700	201.740

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por Impuestos	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Impuesto a la renta	219.644	183.060
Total	219.644	183.060

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 septiembre 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 30.09.2022
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.076	-	171	(128)	(287)	-	363	1.195
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	135	-	16	-	(40)	(16)	63	158
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.158	-	972	(998)	(351)	278	505	1.564
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	-	119	-	-	(6)	-	-	113
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C.	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	-	(2)	-	-	-	-	(2)
Total						2.369	119	1.157	(1.126)	(684)	262	931	3.028

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
Total						2.273	-	1.181	(1.204)	(367)	133	353	2.369

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 septiembre 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 30.09.2022										
Inversiones con influencia significativa	%		Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Participación Directo / Indirecto	Activo corriente								
Yacylec S.A.	33.33%	3.474	1.613	1.142	360	1.307	(794)	513	(862)	(349)
Enel X Way Brasil S.A.	20.00%	565	-	-	-	2	-	2	-	2
Enel X Way Perú S.A.C.	20.00%	22	-	32	-	-	(11)	(11)	-	(11)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2021										
Inversiones con influencia significativa	%		Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Participación Directo / Indirecto	Activo corriente								
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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Bruto	7.401.180	9.116.265
Servidumbre y Derechos de Agua	45.993	42.351
Concesiones	6.447.503	8.216.801
Costos de Desarrollo	19.633	21.807
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	146.226	151.027
Programas Informáticos	662.627	594.329
Otros Activos Intangibles Identificables	79.198	89.950

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(3.920.014)	(4.359.995)
Servidumbre y Derechos de Agua	(15.888)	(16.465)
Concesiones	(3.634.019)	(4.095.665)
Costos de Desarrollo	(8.188)	(9.057)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(26.929)	(24.495)
Programas Informáticos	(196.033)	(164.481)
Otros Activos Intangibles Identificables	(38.957)	(49.832)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Netos	3.481.166	4.756.270
Servidumbre y Derechos de Agua	30.105	25.886
Concesiones Neto (1)	2.813.484	4.121.136
Costos de Desarrollo	11.445	12.750
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	119.297	126.532
Programas Informáticos	466.594	429.848
Otros Activos Intangibles Identificables	40.241	40.118

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Enel Distribución Río S.A. (*)	478.768	457.564
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	430.929	403.268
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	-	1.332.237
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.770.368	1.785.849
EGP Cachoeira Dourada S.A.	47.063	50.483
Grupo EGP Brasil	6.711	6.719
PH Chucás S.A. (*)	48.542	52.587
Enel Fortuna S.A.	27.895	28.711
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Enel Colombia	595	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.435	1.940
Enel Green Power Volta Grande	1.176	1.776
TOTAL	2.813.484	4.121.136

(*) Estos 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 septiembre 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
Saldo inicial al 01.01.2022	12.750	25.886	4.121.136	126.532	429.848	40.118	4.756.270
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	350.965	-	67.273	-	418.238
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.047)	(5.375)	112.764	3.356	(36.993)	1.666	74.371
Amortización	(105)	(1.252)	(331.327)	(5.020)	(35.569)	(3.026)	(376.299)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	243	-	-	15	(844)	586	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	243	-	-	15	(844)	586	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(12.852)	-	-	-	(12.852)
Retiros de servicio	-	-	(12.852)	-	-	-	(12.852)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6.1)	-	-	(1.567.899)	-	(2.904)	-	(1.570.803)
Hiperinflación Argentina	-	317	-	-	39.823	897	41.037
Otros incrementos (disminuciones)	(396)	10.529	140.697	(5.586)	5.960	-	151.204
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.305)	4.219	(1.307.652)	(7.235)	36.746	123	(1.275.104)
Saldo final al 30.09.2022	11.445	30.105	2.813.484	119.297	466.594	40.241	3.481.166

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
Saldo inicial al 01.01.2021	4.836	33.446	4.234.863	21.097	230.461	123	4.524.826
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)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(2.302)	1.995	(1.485)	1.951	(297)	138	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(2.302)	1.995	(1.485)	1.951	(297)	138	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(8.558)	(4.720)	(163)	-	(13.441)
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
Total movimientos en activos intangibles identificables	7.914	(7.560)	(113.727)	105.435	199.387	39.995	231.444
Saldo final al 31.12.2021	12.750	25.886	4.121.136	126.532	429.848	40.118	4.756.270

(1) Ver Nota 31.b)

Al 30 de septiembre de 2022, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 350.965 (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 septiembre de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 fueron de MUS\$ 418.238 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 septiembre de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 814 y MUS\$ 2.872, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 4,01% y 3,8% al 30 de septiembre de 2022 y 2021, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 30 de septiembre 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\$ 82.794 y MUS\$ 72.488, 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021. (Ver Nota 3.e).

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUSS

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 30.09.2022
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	163.695	-	(11.043)	-	-	152.652	4.548	-	-	157.200
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (2)	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	12.662	-	(2.016)	-	-	10.646	(1.214)	-	-	9.432
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	24.603	-	(4.461)	10.263	(9.963)	20.442	(4.422)	7.327	(17.802)	5.545
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	63.846	-	(6.022)	-	-	57.824	248	-	-	58.072
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.023	-	(4.049)	-	-	55.974	1.667	-	-	57.641
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	120.172	-	(11.335)	-	-	108.837	466	-	-	109.303
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	(537)	-	-	4.172
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	19	-	(2)	-	-	17	-	-	-	17
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	762	-	(51)	-	-	711	21	-	-	732
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	82.399	-	(5.559)	-	-	76.840	2.290	-	-	79.130
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	411.729	-	(27.776)	-	-	383.953	11.441	-	-	395.394
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	-	422.410	15.282	-	-	437.692	13.042	-	-	450.734
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A. (10)	-	2.252	(237)	-	-	2.015	(610)	-	-	1.405
Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	-	55.335	(4.623)	-	-	50.712	(5.784)	-	-	44.928
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	11	-	-	2.690
Jaquito Solar 10MW S.A. (10)	Jaquito Solar 10MW S.A. (10)	-	386	-	-	-	386	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A. (10)	Progreso Solar 20MW S.A. (10)	-	772	-	-	-	772	-	-	-	772
Total		945.511	587.357	(62.943)	10.263	(9.963)	1.470.225	21.167	7.327	(17.802)	1.480.917

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 septiembre 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.- Enel Colombia S.A. E.S.P (ex 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 S.A.

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 septiembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	22.794.317	21.570.734
Construcción en Curso	3.345.115	2.920.093
Terrenos	145.729	153.913
Edificios	1.432.486	1.203.037
Plantas y Equipos de Generación	10.149.400	9.868.826
Infraestructura de Red	7.165.444	6.846.721
Instalaciones Fijas y Accesorios	556.143	578.144

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(9.248.559)	(8.573.206)
Edificios	(363.916)	(319.228)
Plantas y Equipos de Generación	(4.866.462)	(4.489.844)
Infraestructura de Red	(3.704.419)	(3.455.646)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(313.762)	(308.488)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13.545.758	12.997.528
Construcción en Curso	3.345.115	2.920.093
Terrenos	145.729	153.913
Edificios	1.068.570	883.809
Plantas y Equipos de Generación	5.282.938	5.378.982
Infraestructura de Red	3.461.025	3.391.075
Instalaciones Fijas y Accesorios	242.381	269.656

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

miles de dólares estadounidenses - MUSS

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
Saldo inicial al 01.01.2022	2.920.093	153.913	883.809	5.378.982	3.391.075	269.656	12.997.528
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.165.619	-	1.958	206	207	11.300	1.179.290
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(311.483)	(17.198)	(14.342)	(238.132)	(448.755)	(20.884)	(1.050.794)
Depreciación	-	-	(30.123)	(213.383)	(164.324)	(26.210)	(434.040)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	(2.057)	-	-	-	-	-	(2.057)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(771.375)	656	177.545	315.757	255.329	22.088	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(771.375)	656	177.545	315.757	255.329	22.088	-
Disposiciones y retiros de servicio	5.245	5	(8.357)	(2.627)	(11.564)	(6.385)	(23.683)
Retiros	5.245	5	(8.357)	(2.627)	(11.564)	(6.385)	(23.683)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6.1)	(23.770)	(202)	(698)	(49.440)	(404)	(43.009)	(117.523)
Hiperinflación Argentina	349.351	8.543	28.209	106.947	468.912	35.803	997.765
Otros incrementos (disminución)	13.492	12	30.589	(15.372)	(29.451)	22	(728)
Total movimientos	425.022	(8.184)	184.761	(96.044)	69.950	(27.275)	548.230
Saldo final al 30.09.2022	3.345.115	145.729	1.068.570	5.282.938	3.461.025	242.381	13.545.758

miles de dólares estadounidenses - MUSS

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
Saldo inicial al 01.01.2021	1.107.981	158.894	253.311	3.384.704	3.268.658	181.124	8.354.672
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 período	(6.849)	-	(290)	(82.205)	-	-	(89.344)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(761.588)	8.147	135.955	221.742	373.791	21.953	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(761.588)	8.147	135.955	221.742	373.791	21.953	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(124)	(706)	(3.040)	(6.611)	(6.049)	(16.530)
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
Total movimientos	1.812.112	(4.981)	630.498	1.994.278	122.417	88.532	4.642.856
Saldo final al 31.12.2021	2.920.093	153.913	883.809	5.378.982	3.391.075	269.656	12.997.528

(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\$ 1.179.290 y MUS\$ 1.761.424 por el periodo terminado el 30 de septiembre 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., Enel Colombia y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones durante el ejercicio 2022 por MUS\$ 300.149 (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\$ 634.704 (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\$ 244.437 al 30 de septiembre 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 septiembre de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 30.730 y MUS\$ 8.376, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,30% y 4,37% al 30 de septiembre 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 septiembre de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 94.693 y MUS\$ 70.244, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2022, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 283.626 (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 septiembre de 2022, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 54.827 (MUS\$ 85.317 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 36.1).

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\$ 1.020.773), 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\$ 408.309). 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 septiembre 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
Saldo inicial al 01.01.2022	90.244	80.705	157.004	327.953
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	13.924	3.199	3.778	20.901
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(2.329)	27.098	1.309	26.078
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver notas 6.1 y 6.2)	(12.775)	(1.026)	(2.129)	(15.930)
Depreciación	(3.858)	(10.669)	(21.018)	(35.545)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(229)	(7.803)	8.032	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(229)	(7.803)	8.032	-
Hiperinflación Argentina	-	23	-	23
Otros incrementos (disminución)	(173)	(4)	2.667	2.490
Total movimientos	(5.440)	10.818	(7.361)	(1.983)
Saldo final al 30.09.2022	84.804	91.523	149.643	325.970

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2021	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	16.433	45.578	160.409	222.420
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	19.250	6.629	7.045	32.924
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(936)	(3.879)	(17.941)	(22.756)
Retiros	-	-	(20)	(20)
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	30.317	511	211	31.039
Depreciación	(2.007)	(7.031)	(13.539)	(22.577)
Hiperinflación Argentina	-	38	-	38
Otros incrementos (disminución)	275	389	380	1.044
Total movimientos	46.899	(3.343)	(23.864)	19.692
Saldo final al 31.12.2021	63.332	42.235	136.545	242.112

Al 30 de septiembre 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 30.09.2022			al 31.12.2021		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	48.732	16.342	32.390	74.651	13.964	60.687
Más de un año y no más de dos años	34.329	18.130	16.199	37.454	13.003	24.451
Más de dos años y no más de tres años	27.413	14.562	12.851	28.035	11.520	16.515
Más de tres años y no más de cuatro años	26.502	13.548	12.954	24.810	10.323	14.487
Más de cuatro años y no más de cinco años	24.009	13.800	10.209	23.825	9.003	14.822
Más de cinco años	136.979	24.705	112.274	149.473	31.857	117.616
Total	297.964	101.087	196.877	338.248	89.670	248.578

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2022 y 2021 incluyen gastos de MUS\$ 586 y MUS\$ 3.434 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 586 en 2022 y MUS\$ 1.924 en 2021, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 44 en 2021 y arrendamientos variables de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 1.466, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Hasta un año	42	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	-	-
Total	42	32

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 septiembre de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2022	2021	
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(665.008)	(375.936)	
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)	337	(136.745)	
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	12.546	12.705	
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(1.992)	
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	203	1.667	
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	(951)	
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(651.922)	(501.252)	
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	40.252	(25.946)	
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(132.233)	
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	40.252	(158.179)	
Gasto por impuestos a las ganancias	(611.670)	(659.431)	

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 septiembre de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses			
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2022	Tasa	2021	
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		841.287		1.572.539	
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(227.146)	(27,00%)	(424.586)	
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(8,26%)	(69.500)	(4,16%)	(65.347)	
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	8,20%	69.011	4,90%	77.087	
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(47,14%)	(396.581)	(8,08%)	(127.057)	
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-	(8,41%)	(132.233)	
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,49%	12.546	0,81%	12.705	
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(45,71%)	(384.524)	(14,94%)	(234.845)	
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(72,71%)	(611.670)	(41,94%)	(659.431)	

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.09.2022		al 31.12.2021	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	13.473	(770.370)	14.577	(655.097)
Amortizaciones	6.305	(26.420)	3.540	(26.501)
Obligaciones por beneficios post-empleo	449.435	(173)	445.962	(172)
Revaluaciones de instrumentos financieros	81.203	(40.211)	19.328	(16.378)
Pérdidas Fiscales	232.487	-	401.677	-
Provisiones	650.030	(420.529)	658.884	(317.525)
Provisión Contingencias Civiles	57.795	-	51.734	-
Provisión Contingencias Trabajadores	44.394	-	56.349	-
Provisión Cuentas incobrables	279.993	-	284.991	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	12.672	-	19.674	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(319.187)	-	(273.855)
Otras Provisiones	255.176	(101.342)	246.136	(43.670)
Otros Impuestos Diferidos	393.058	(666.159)	284.405	(699.732)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(67.403)	-	(67.579)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(279.367)	-	(277.507)
Otros Impuestos Diferidos	393.058	(319.389)	284.405	(354.646)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.825.991	(1.923.862)	1.828.373	(1.715.405)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(954.171)	954.171	(836.005)	836.005
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	871.820	(969.691)	992.368	(879.400)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre 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				Otros incrementos (decrementos)	Saldo neto al 30.09.2022
		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		
Depreciaciones	(640.520)	(28.584)	-	-	166.624	(254.417)	(756.897)
Amortizaciones	(22.961)	(87)	-	-	2.933	-	(20.115)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.790	(18.565)	17.321	(3.209)	11.361	(3.436)	449.262
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.950	27.350	12.293	(3.053)	(2.102)	3.554	40.992
Pérdidas Fiscales	401.677	(6.752)	-	(171.992)	9.554	-	232.487
Provisiones	341.359	(32.186)	-	(77.427)	605	(2.850)	229.501
Provisión Contingencias Civiles	51.734	6.332	-	(3.631)	3.072	288	57.795
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	3.821	-	(16.944)	1.185	(17)	44.394
Provisión Cuentas Incobrables	284.991	18.018	-	(29.330)	1.072	5.242	279.993
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	19.674	(2.020)	-	(119)	326	(5.189)	12.672
Activos Financieros CINIIF 12	(273.855)	(42.911)	-	-	(2.421)	-	(319.187)
Otras Provisiones	202.466	(15.426)	-	(27.403)	(2.629)	(3.174)	153.834
Otros Impuestos Diferidos	(415.327)	99.076	1.071	38.218	(46.936)	50.797	(273.101)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(67.579)	2.303	-	-	(2.127)	-	(67.403)
Ajuste por inflación - Argentina	(277.507)	2.422	-	-	(8.473)	4.191	(279.367)
Otros Impuestos Diferidos	(70.241)	94.351	1.071	38.218	(36.336)	46.606	73.669
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	112.968	40.252	30.685	(217.463)	142.039	(206.352)	(97.871)

(*) Ver notas 6.1 y 6.2

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2021	Movimientos				Otros incrementos (decrementos)	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		
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
Provisiones	425.180	(22.332)	-	(34.689)	(16.209)	(10.591)	341.359
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	(278.567)	(194.859)	-	12.385	31.376	14.338	(415.327)
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)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	381.429	(166.120)	(5.137)	(23.973)	30.381	(103.612)	112.968

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 septiembre de 2022, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 58.274 (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 imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de

septiembre de 2022 asciende a MUS \$2.667.608 (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 septiembre de 2022, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 8.156.953 (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 septiembre de 2022 y 2021:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Primeros nueve meses					
	2022			2021		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(3.064)	1.071	(1.993)	(7)	-	(7)
Cobertura de Flujos de efectivo	(71.329)	5.211	(66.118)	21.933	(8.720)	13.213
Diferencias de cambio por conversión	(390.679)	-	(390.679)	(792.412)	-	(792.412)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(33.741)	17.321	(16.420)	328.604	(111.449)	217.155
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(498.813)	23.603	(475.210)	(441.882)	(120.169)	(562.051)

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses	
Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2022	2021
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	30.685	(118.892)
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(7.082)	(1.667)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	390
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	23.603	(120.169)

- 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 31% 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 correspondientes 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:

Ganancia neta imponible acumulada				
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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otros pasivos financieros	al 30.09.2022		al 31.12.2021	
Préstamos que devengan intereses	1.457.446	5.083.164	1.181.392	4.905.270
Instrumentos derivados de cobertura (*)	161.487	102.457	49.245	12.313
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	653	-	2.197	-
Total	1.619.586	5.185.621	1.232.834	4.917.583

(*) 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Clases de Préstamos que Devengan Intereses	al 30.09.2022		al 31.12.2021	
Préstamos bancarios garantizados	157.623	1.065.843	251.510	1.039.303
Préstamos bancarios no garantizados	720.621	1.473.546	415.140	1.197.748
Obligaciones con el público no garantizadas	421.812	2.383.372	342.772	2.380.871
Obligaciones con el público garantizadas	151.331	127.732	148.881	243.725
Otros préstamos	6.059	32.671	23.089	43.623
Total	1.457.446	5.083.164	1.181.392	4.905.270

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No al 30.09.2022
					Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	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\$	4,20%	4,20%	Sin Garantía	239.028	-	239.028	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2,51%	2,48%	Con Garantía	4.337	12.727	17.064	18.858	20.941	23.022	19.367	120.383	202.571
Peru	US\$	3,35%	3,31%	Sin Garantía	30.048	181.281	211.339	38.061	-	-	-	-	38.061
Peru	PEN	3,91%	3,88%	Sin Garantía	159	-	159	93.021	52.796	-	-	-	145.817
Brasil	US\$	2,39%	2,37%	Con Garantía	70.820	22.733	93.553	94.867	82.335	23.482	23.482	122.145	346.311
Brasil	BRL	11,16%	11,13%	Con Garantía	8.931	28.958	37.889	38.044	36.927	37.437	37.968	305.820	456.196
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Con Garantía	3.066	4.912	7.978	9.825	9.825	6.132	6.132	28.767	60.681
Brasil	US\$	2,55%	2,55%	Sin Garantía	2.732	117.721	120.453	189.189	230.768	110.420	9.968	88.308	628.653
Brasil	BRL	9,97%	9,85%	Sin Garantía	1.372	13	1.385	51.049	17	17	17	41	51.141
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	293	846	1.139	84	-	-	-	-	84
Colombia	COP	8,85%	8,58%	Sin Garantía	13.960	134.296	148.256	32.005	35.207	114.712	203.744	224.206	609.874
Total					374.747	503.497	878.244	565.003	468.816	315.222	300.678	889.670	2.539.389

miles de dólares estadounidenses - MUS\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No al 31.12.2021
					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	82.629	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
Total					130.089	536.561	666.650	360.499	569.653	276.871	361.173	668.855	2.237.051

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2022 asciende a MUS\$ 3.072.494 (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 septiembre 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 - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30.09.2022
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	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\$	5,30%	Sin Garantía	10.351	-	10.351	-	-	-	591.614	-	591.614
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	115	-	115	-	-	-	-	10.016	10.016
Peru	PEN	6,01%	Sin Garantía	3.520	41.148	44.668	20.113	18.203	60.338	22.627	126.584	247.865
Brasil	BRL	11,41%	Sin Garantía	71.693	95.792	167.485	193.644	103.035	167.682	-	500.204	964.565
Colombia	COP	12,34%	Sin Garantía	9.788	189.405	199.193	193.028	122.532	42.085	54.419	157.248	569.312
Total				95.467	326.345	421.812	406.785	243.770	270.105	668.660	794.052	2.383.372

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2021
Segmento País	Moneda	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\$	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
Total				55.946	286.826	342.772	286.349	382.932	306.594	774.663	630.333	2.380.871



- Individualización de Obligaciones con el Público No 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 30.09.2022						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
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 1 série (CEAR15)	Brasil	BRL	12,90%	12,90%	Anual	33.552	-	33.552	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	12,50%	12,40%	Anual	631	-	631	22.095	13.837	-	-	-	35.932
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	13,10%	13,10%	Al Vencimiento	304	7.239	7.543	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	12,70%	12,70%	Anual	1.102	-	1.102	38.731	24.803	-	-	-	63.534
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE17)	Brasil	BRL	12,60%	12,60%	Anual	137	32.201	32.338	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	10,80%	10,80%	Al Vencimiento	1.691	-	1.691	68.723	-	-	-	-	68.723
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	5,20%	5,20%	Al Vencimiento	2.326	-	2.326	-	-	-	-	111.807	111.807
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US\$	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	115	-	115	-	-	-	-	10.016	10.016
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,15%	6,06%	Al Vencimiento	296	-	296	-	-	-	-	12.570	12.570
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,06%	5,00%	Al Vencimiento	200	-	200	-	-	10.056	-	-	10.056
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,19%	5,13%	Al Vencimiento	-	116	116	-	-	-	-	12.570	12.570
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,41%	7,28%	Al Vencimiento	-	67	67	-	-	-	-	8.925	8.925
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,51%	7,38%	Al Vencimiento	402	-	402	-	-	-	-	15.084	15.084
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	287	15.090	15.377	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	-	43	43	20.113	-	-	-	-	20.113
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8,29%	8,13%	Al Vencimiento	-	52	52	-	-	-	-	17.599	17.599
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,19%	6,09%	Al Vencimiento	-	25.498	25.498	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,09%	6,00%	Al Vencimiento	510	-	510	-	18.203	-	-	-	18.203
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,80%	5,72%	Al Vencimiento	547	-	547	-	-	25.141	-	-	25.141
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,45%	5,38%	Al Vencimiento	-	34	34	-	-	25.141	-	-	25.141
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5,99%	5,91%	Al Vencimiento	719	-	719	-	-	-	-	32.683	32.683
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5,13%	5,06%	Al Vencimiento	-	248	248	-	-	-	22.627	-	22.627
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP, Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4,36%	4,31%	Al Vencimiento	559	-	559	-	-	-	-	27.152	27.152
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	16,16%	15,27%	Al Vencimiento	820	-	820	-	-	42.085	-	-	42.085
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	Al Vencimiento	172	-	172	43.535	-	-	-	-	43.535
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	643	-	643	-	43.535	-	-	-	43.535
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	14,82%	14,06%	Al Vencimiento	1.099	-	1.099	-	-	-	-	34.828	34.828
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	13,97%	13,29%	Al Vencimiento	1.078	-	1.078	42.447	-	-	-	-	42.447
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	245	60.949	61.194	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	14,78%	14,03%	Al Vencimiento	396	-	396	-	-	-	-	43.535	43.535
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4,70%	4,62%	Al Vencimiento	254	-	254	54.419	-	-	-	-	54.419
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	13,56%	12,92%	Al Vencimiento	706	-	706	-	-	-	54.419	-	54.419
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	17,59%	16,54%	Al Vencimiento	277	-	277	12.059	-	-	-	-	12.059
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	14,74%	13,99%	Al Vencimiento	444	65.302	65.746	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	14,87%	14,11%	Al Vencimiento	299	-	299	-	-	-	-	43.535	43.535
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	16,38%	15,46%	Al Vencimiento	660	-	660	-	78.997	-	-	-	78.997
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	15,44%	14,62%	Al Vencimiento	646	-	646	-	-	-	-	35.350	35.350
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	15,09%	14,30%	Al Vencimiento	725	-	725	40.569	-	-	-	-	40.569
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	16,04%	15,16%	Al Vencimiento	1.326	63.154	64.480	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	18	-	18	-	-	-	859	-	859
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Unica U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	10.333	-	10.333	-	-	-	590.755	-	590.755
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	12,96%	12,95%	Anual	6.759	-	6.759	64.094	64.395	-	-	-	128.489
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	10,31%	10,30%	Al Vencimiento	2.761	-	2.761	-	-	167.682	-	-	167.682
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	10,56%	10,55%	Anual	2.896	-	2.896	-	-	-	-	133.384	133.384
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	13,90%	13,89%	Anual	7.527	-	7.527	-	-	-	-	106.154	106.154
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 2ª série	Brasil	BRL	13,15%	13,14%	Al Vencimiento	1.849	-	1.849	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13,15%	13,14%	Al Vencimiento	6.653	56.352	63.005	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	6,06%	6,05%	Anual	3.503	-	3.503	-	-	-	-	148.860	148.860
Total										95.467	326.345	421.812	406.785	243.770	270.105	668.660	794.052	2.383.372

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						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
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	12.517	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondos	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	32.544	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5,13%	5,06%	Al Vencimiento	542	-	542	-	-	-	22.530	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	27.036	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	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	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	8,97%	8,68%	Al Vencimiento	330	73.699	74.029	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	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	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	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	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	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	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	-	-	-	-	-	
Total										55.946	286.826	342.772	286.349	382.932	306.594	774.663	630.333	2.380.871

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de septiembre 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					Total No Corriente al 30.09.2022
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	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	
Brasil	BRL	14,70%	Con Garantía	22.260	129.071	151.331	18.868	18.717	19.090	18.933	52.124	127.732
Total				22.260	129.071	151.331	18.868	18.717	19.090	18.933	52.124	127.732

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2021
Segmento País	Moneda	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	
Brasil	BRL	14,40%	Con Garantía	6.800	142.081	148.881	142.194	16.963	17.637	17.650	49.281	243.725
Total				6.800	142.081	148.881	142.194	16.963	17.637	17.650	49.281	243.725

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente				Total 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 30.09.2022		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
										Menos de 90 días	Más de 90 días							Total Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	9,96%	9,95%	Anual	13.056	-	13.056	12.005	11.705	11.705	11.705	32.980	80.100
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	9,90%	9,89%	Anual	8.059	-	8.059	6.658	6.495	6.495	6.495	18.186	44.329
Extranjero	Enel Distribuição Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 2ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	13,42%	13,38%	Anual	902	128.906	129.808	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	20,22%	20,21%	Semestral	108	81	189	108	216	410	370	612	1.716
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	20,10%	20,09%	Semestral	135	84	219	97	301	480	363	346	1.587
Total										22.260	129.071	151.331	18.868	18.717	19.090	18.933	52.124	127.732

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente				Total 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		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
										Menos de 90 días	Más de 90 días							Total 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	17.183	41.219
Extranjero	Enel Distribuição Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 2ª 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
Total										6.800	142.081	148.881	142.194	16.963	17.637	17.650	49.281	243.725

- 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 septiembre de 2022 asciende a MUS\$ 2.938.157 (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	al 30.09.2022								
									Corriente			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	Total No Corriente
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	3.859	2.200	6.059	9.566	4.577	5.656	7.394	5.478	32.671
Total									3.859	2.200	6.059	9.566	4.577	5.656	7.394	5.478	32.671

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	al 31.12.2021								
									Corriente			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	Total No Corriente
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 Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	7,57%	Mensual	975	7.304	8.279	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21,68%	Mensual	816	5.020	5.836	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias 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 Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	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	-	-	-	-	-	-
Total									4.084	19.005	23.089	9.398	5.219	6.647	9.444	12.915	43.623

d) Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2022, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 178.313 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 septiembre 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\$		
	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(7.272)	(8.683)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(581)	(980)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.585	1.601
Diferencias de conversión	(72)	790
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(6.340)	(7.272)

e) Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2022, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 536.000 (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\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.09.2022
			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\$	4,20%	239.871	-	239.871	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	3,88%	1.586	4.760	6.346	98.000	54.523	-	-	-	152.523
Perú	US\$	2,86%	47.600	189.432	237.032	61.461	24.741	26.302	22.145	128.930	263.579
Colombia	COP	7,41%	14.879	175.137	190.016	80.690	81.039	157.215	233.794	236.165	788.903
Brasil	US\$	2,45%	6.390	188.354	194.744	259.854	316.608	133.131	28.170	142.289	880.052
Brasil	BRL	10,94%	62.257	67.498	129.755	180.856	87.790	84.603	81.392	586.906	1.021.547
Brasil	EUR	2,28%	3.469	6.038	9.507	11.137	10.906	7.025	6.881	30.366	66.315
Total			376.052	631.219	1.007.271	691.998	575.607	408.276	372.382	1.124.656	3.172.919

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	
Chile	US\$	0,38%	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,28%	1.293	200.052	201.345	37.653	58.427	-	-	-	96.080
Perú	US\$	1,30%	2.611	57.665	60.276	13.877	51.341	13.009	12.882	78.632	169.741
Colombia	COP	2,97%	7.075	156.036	163.111	51.808	48.058	38.699	246.968	117.657	503.190
Brasil	US\$	2,02%	41.603	77.727	119.330	246.664	304.125	206.988	84.277	168.004	1.010.058
Brasil	BRL	8,61%	96.750	106.540	203.290	80.745	163.539	63.860	61.281	477.728	847.153
Brasil	EUR	2,28%	550	9.009	9.559	13.817	13.539	11.035	8.607	49.641	96.639
Total			149.887	607.029	756.916	444.564	639.029	333.591	414.015	891.662	2.722.861

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.09.2022
			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%	6.282	18.846	25.128	25.128	25.128	25.128	602.962	-	678.346
Perú	US\$	6,34%	164	491	655	654	654	654	654	10.218	12.834
Perú	PEN	6,01%	4.242	52.391	56.633	34.562	30.383	70.071	31.233	156.989	323.238
Colombia	COP	12,34%	87.948	177.455	265.403	252.769	170.826	70.993	81.946	194.147	770.681
Brasil	BRL	12,28%	88.277	330.838	419.115	310.761	200.479	251.720	68.474	670.620	1.502.054
Total			186.913	580.021	766.934	623.874	427.470	418.566	785.269	1.031.974	3.287.153

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	
Chile	US\$	5,30%	51	3.361	3.412	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	5,75%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	621.750	-	696.927
Perú	US\$	6,34%	158	474	632	632	632	632	632	10.684	13.212
Perú	PEN	6,02%	4.666	41.905	46.571	55.837	52.073	46.951	34.166	185.393	374.420
Colombia	COP	8,24%	85.917	199.861	285.778	239.807	211.135	217.630	16.894	278.596	964.062
Brasil	BRL	11,57%	61.728	264.363	326.091	306.033	275.037	172.368	227.997	377.920	1.359.355
Total			158.785	528.758	687.543	627.368	563.936	462.640	901.439	852.593	3.407.976

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30.09.2022	Vencimiento			Total No Corriente al 30.09.2022		
			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%	3.914	2.204	6.118	9.569	4.628	5.683	7.594	5.868	33.342
Total			3.914	2.204	6.118	9.569	4.628	5.683	7.594	5.868	33.342

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
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
Total			7.290	21.159	28.449	20.641	6.944	6.969	9.637	13.796	57.987

21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por arrendamientos	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2022		al 31.12.2021	
Pasivos por arrendamientos	32.390	164.487	60.687	187.891
Total	32.390	164.487	60.687	187.891

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 30.09.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.09.2022
			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%	1	6	7	10	-	-	-	-	10
Perú	US\$	1,97%	1.241	1.994	3.235	2.690	2.640	2.618	2.602	9.681	20.231
Perú	PEN	5,85%	3.824	2.881	6.705	1.474	246	-	-	-	1.720
Colombia	COP	8,67%	2.506	6.940	9.446	9.361	7.455	6.832	6.487	47.084	77.219
Brasil	BRL	13,05%	7.936	20.607	28.543	20.719	19.103	18.452	13.799	185.476	257.549
Panamá	US\$	8,06%	695	254	949	674	651	630	609	8.640	11.204
Guatemala	US\$	8,13%	144	428	572	1.710	1.112	1.075	1.034	8.012	12.943
Total			16.347	33.110	49.457	36.638	31.207	29.607	24.531	258.893	380.876

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 M eses	Tres a Doce Mese s		Uno a Dos Año s	Dos a Tres Año s	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
Total			26.675	50.515	77.190	41.529	30.802	27.285	25.986	235.458	361.060

22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIIGR) 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, monitoreo 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 de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 38 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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 30.09.2022	al 31.12.2021
	%	%
Tasa de interés fija	23%	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 discontinuada 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 septiembre de 2022, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 698 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 tercer 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 tercer 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.497.943 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 536.000 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 período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, la actividad retornó a la normalidad en marzo del 2022, y solo persisten algunas restricciones puntuales a considerar según el Decreto 311/2020 de 24 marzo de 2020 y la resolución 58/2021. En Brasil, la actividad retornó a la normalidad en agosto de 2020, salvo en Rio de Janeiro, donde se volvieron 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 periodo. En Colombia y en Perú, las actividades de corte de suministro volvieron a la normalidad a partir de octubre y agosto de 2020, respectivamente.

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\$ 801.255.

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2022			
	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	-	3.125.899	-	-
Instrumentos derivados	42.413	-	-	28.800
Otros activos de carácter financiero	119.278	68.959	-	-
Total Corriente	161.691	3.194.858	-	28.800
Instrumentos de patrimonio	-	-	31.237	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	822.556	-	-
Instrumentos derivados	32.607	-	-	90.234
Otros activos de carácter financiero	3.421.130	307.363	-	-
Total No Corriente	3.453.737	1.129.919	31.237	90.234
Total	3.615.428	4.324.777	31.237	119.034

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	-	-
Total Corriente	158.657	3.908.067	-	30.206
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	-	-
Total No Corriente	3.052.847	1.019.572	2.155	123.479
Total	3.211.504	4.927.639	2.155	153.685

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2022		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.457.446	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.193.655	-
Instrumentos derivados	26.997	-	134.490
Otros pasivos de carácter financiero	653	32.390	-
Total Corriente	27.650	6.683.491	134.490
Préstamos que devengan interés	-	5.083.164	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.897.911	-
Instrumentos derivados	43.160	-	59.297
Otros pasivos de carácter financiero	-	164.487	-
Total No Corriente	43.160	8.145.562	59.297
Total	70.810	14.829.053	193.787

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	-
Total Corriente	6.654	7.049.076	44.788
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	-
Total No Corriente	5.015	8.929.956	7.298
Total	11.669	15.979.032	52.086

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 septiembre 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 30.09.2022				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:	486	36.645	15.458	5.284	18	18.866	5.369	4.473
Cobertura flujos de caja	486	18.402	-	-	18	4.671	5.369	-
Cobertura de valor razonable	-	18.243	15.458	5.284	-	14.195	-	4.473
Cobertura de tipo de cambio:	70.727	86.196	146.029	97.173	32.671	153.039	43.876	7.840
Cobertura de flujos de caja	70.727	74.968	145.153	93.377	32.671	119.354	43.876	7.314
Cobertura de valor razonable	-	11.228	876	3.796	-	33.685	-	526
Total	71.213	122.841	161.487	102.457	32.689	171.905	49.245	12.313

- 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 30.09.2022	al 31.12.2021
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(18.472)	15.450
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(20.411)	(2.463)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(60.055)	118.202
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	16.003	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(35)	1.470
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(5.088)	(2.832)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	31.164	12.118
FORWARD	Tipo de cambio	Factoring Masivos	-	8
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(12.996)	1.083

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre 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 septiembre de 2022 y 2021.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre 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 30.09.2022				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)	5.830	-	653	-	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 septiembre 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 30.09.2022						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	16.389	8.000	61.638	8.000	244.227	8.000	436.113	765.978
Cobertura de flujos de caja	18.888	8.000	61.638	8.000	244.227	8.000	436.113	765.978
Cobertura de valor razonable	(2.499)	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(86.279)	1.922.221	464.217	591.364	118.502	20.474	247.129	3.363.907
Cobertura de flujos de caja	(92.835)	1.916.159	456.753	486.466	71.303	15.815	99.308	3.045.804
Cobertura de valor razonable	6.556	6.062	7.464	104.898	47.199	4.659	147.821	318.103
Derivados no designados contablemente de cobertura	5.177	42.944	-	-	-	-	-	42.944
Total	(64.713)	1.973.165	525.855	599.364	362.729	28.474	683.242	4.172.829

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	
Cobertura de tipo de interés:	9.042	8.000	8.000	59.967	8.000	251.830	177.021	512.818
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	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	133.994	1.060.472	331.249	669.209	187.668	73.595	125.454	2.447.647
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
Derivados no designados contablemente de cobertura	(2.194)	289.404	-	-	-	-	-	289.404
Total	140.842	1.357.876	339.249	729.176	195.668	325.425	302.475	3.249.869

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 30.09.2022	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	164.583	-	164.583	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	29.471	-	29.471	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	5.830	-	5.830	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	31.237	-	31.237	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.534.577	113.451	3.421.126	-
Total	3.765.698	113.451	3.652.247	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	238.530	-	238.530	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	25.414	-	25.414	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	653	-	653	-
Total	264.597	-	264.597	-

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
Activos Financieros :				
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	-
Total	3.367.345	182.365	3.184.980	-
Pasivos Financieros:				
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	-
Total	63.755	-	63.755	-

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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar				
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	813.526	1.175.753	4.576	77.349
Proveedores por compra de combustibles y gas	12.247	9.619	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	970.387	1.484.387	22.596	20.921
Cuentas por pagar por compra de activos	152.325	147.574	-	-
Sub total	1.948.485	2.817.333	27.172	98.270
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	122.836	43.302	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	836.105	626.696	5.227	14.996
Multas y reclamaciones (2)	22.794	23.109	19.017	37.638
Obligaciones investigación y desarrollo	106.547	112.083	29.250	31.411
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	71.847	60.840	11	210
Cuentas por pagar al personal	144.545	150.627	831	874
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	344.881	411.066	1.932.063	2.252.434
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	356.460	399.238	408.163	170.147
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	63.408	67.351	10.376	65.310
Otras cuentas por pagar	129.951	200.485	7.144	17.777
Sub total	2.199.374	2.094.797	2.412.082	2.590.797
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.147.859	4.912.130	2.439.254	2.689.067

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2022, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 829.059 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\$ 12.273 (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 septiembre de 2022, se incluye MUS\$ 25.235 (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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, se expone en Anexo 4.

25. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Por reclamaciones legales (*)	133.713	132.850	519.177	698.346
Por desmantelamiento o restauración (**)	26.629	18.736	82.192	95.300
Provisión Medio Ambiente	823	720	24.690	440
Otras provisiones	9.258	12.538	11.126	44.733
Total	170.423	164.844	637.185	838.819

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 36.3.

(**) Al 30 de septiembre de 2022, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de la subsidiaria Enel Colombia S.A., relacionadas con la Central Hidroeléctrica El Quimbo y de subsidiarias de generación 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 septiembre de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2022	831.196	114.036	58.431	1.003.663
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	129.395	(492)	(3.271)	125.632
Provisión Utilizada	(61.810)	(3.379)	(3.382)	(68.571)
Actualización efectos	63.563	3.929	(168)	67.324
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(4.831)	(5.273)	(5.713)	(15.817)
Transferencia P&L	(55.296)	-	-	(55.296)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(249.327)	-	-	(249.327)
Total Movimientos en Provisiones	(178.306)	(5.215)	(12.534)	(196.055)
Saldo final al 30.09.2022	652.890	108.821	45.897	807.608

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2021	941.051	92.594	20.680	1.054.325
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)
Total Movimientos en Provisiones	(109.855)	21.442	37.751	(50.662)
Saldo final al 31.12.2021	831.196	114.036	58.431	1.003.663

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 S.A., Enel Distribución Rio S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.) 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 septiembre 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 30.09.2022	al 31.12.2021
Obligaciones post empleo	3.216.329	3.357.838
(-) Plan de activos (*)	(2.017.584)	(1.962.668)
Total	1.198.745	1.395.170
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (CINIIF 14) (**)	56.650	23.804
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	142.211	4.507
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.397.606	1.423.481

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Planes de Pensión	1.322.398	1.323.388
Planes de Salud	54.190	73.080
Otros Planes	21.018	27.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.397.606	1.423.481

(*) 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\$ 45.971 y MUS\$10.679, respectivamente al 30 de septiembre de 2022 (MUS\$ 23.804 al 31 de diciembre de 2021 correspondiente a Enel Distribución Ceará S.A.). 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 septiembre 2022 quedo en MUS\$4.593 y MUS\$ 137.618 respectivamente (MUS\$4.507 al 31 de diciembre 2021 de Enel Distribución Río S.A.) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasiletros 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 septiembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	2022	2021	
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.930	3.103	
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	245.553	188.624	
Ingresos por intereses activos del plan	(145.804)	(105.670)	
Costos de Servicios Pasados	13	49	
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.924	783	
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	104.616	86.889	
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	33.741	(328.604)	
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	138.357	(241.715)	

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre 2022 y 31 de diciembre de 2021 es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Pasivo Actuarial Neto	
Saldo inicial al 01.01.2021	1.624.217
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)
Saldo final al 31.12.2021	1.423.481
Costo Neto por Intereses	101.673
Costos de los Servicios en el Período	2.930
Beneficios Pagados en el Período	(8.368)
Aportaciones del Período	(156.183)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(178.329)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	35.202
Cambios del Límite de Activo	32.015
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	144.853
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	13
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 6.1)	(26.214)
Traspaso del personal	1.629
Diferencias de conversión	24.904
Saldo final al 30.09.2022	1.397.606

(*) 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 el periodo terminado el 30 de septiembre 2022 y ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo inicial al 01.01.2021	3.706.545
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
Saldo final al 31.12.2021	3.357.838
Costo del servicio corriente	2.930
Costo por intereses	245.553
Aportaciones Efectuadas por los participantes	50
Diferencia de conversión de moneda extranjera	86.237
Contribuciones pagadas	(169.095)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	13
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6.1)	(130.497)
Traspaso del personal	1.629
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(178.329)
Saldo final al 30.09.2022	3.216.329

Al 30 de septiembre 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 97,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,67% a 31 de diciembre de 2021), en un 1,92% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,61% a 31 de diciembre 2021), en un 0,44% 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\$	
Valor razonable del plan de activos	
Saldo inicial al 01.01.2021	(2.097.081)
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)
Saldo final al 31.12.2021	(1.962.668)
Ingresos por intereses	(145.804)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	35.202
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(53.091)
Aportaciones del empleador	(156.183)
Aportaciones pagadas	(50)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6.1)	104.283
Contribuciones pagadas	160.727
Saldo final al 30.09.2022	(2.017.584)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Categoría de los Activos del Plan	al 30.09.2022		al 31.12.2021	
Acciones (renta variable)	239.363	11,91%	217.259	14,50%
Activos de renta fija	1.626.872	80,82%	1.441.373	74,22%
Inversiones inmobiliarias	64.258	3,09%	67.610	3,48%
Otros	87.091	4,18%	236.426	7,80%
Total	2.017.584	100%	1.962.668	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., 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 S.A. mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará S.A. y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río S.A., Eletra, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás S.A. 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 Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., 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\$

	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Inmuebles	20.849	20.564
Total	20.849	20.564

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación Techo del Activo	
Saldo inicial al 01.01.2021	14.753
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)
Saldo final al 31.12.2021	23.804
Intereses de Activo no reconocidos	1.838
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	32.015
Diferencias de Conversión	(1.007)
Saldo final al 30.09.2022	56.650

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 septiembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 30.09.2022
Tasas de descuento utilizadas	6,34%	5,60%	9,98% - 10,29%	9,30% - 9,67%	9,17%	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%	5,78%	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 septiembre 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\$ 257.448 (MUS\$ 263.184 al 31 de diciembre 2021) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 276.628 (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 septiembre de 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 8.846 y MUS\$ 7.654, 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\$ 86.710.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 8,08 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	173.368
2	325.664
3	319.602
4	312.128
5	306.548
6 a 10	1.413.010

- 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 S.A.. Enel Distribución Sao Paulo S.A., 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 S.A. 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 S.A. hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución (las contribuciones pagadas por Enel Distribución Sao Paulo S.A. fueron MUS\$ 138.804 al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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
Fusión con EGP Américas (1)			
Acciones de Enel Spa	76.086.311.039	0,41	31.195.387.525
Recompra de Acciones (2)			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Américas	(1.809.031)		(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			
			107.219.889.530
Número total de acciones capital emitidos			107.281.698.561
Número total de acciones propias en cartera			(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			
			107.279.889.530

(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 septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(735.203)	(790.649)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	-	31.734
Enel Distribución Perú S.A.	6.487	(93.628)
Dock Sud S.A.	(172.168)	(136.791)
Enel Brasil S.A.	(2.867.080)	(3.155.971)
Enel Generación Costanera S.A.	(145.040)	(144.788)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(350.903)	(157.530)
Enel Generación El Chocón S.A.	(452.306)	(407.327)
Enel Perú S.A.	(62.665)	204.810
Enel Generación Perú S.A.	(74.618)	(260.664)
Enel Generación Piura S.A.	(5.632)	(19.724)
Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda	-	163.884
Enel Green Power Colombia	-	(3.497)
Enel Green Power Panamá	(18.475)	-
Enel Green Power Costa Rica	(6.375)	-
Enel Green Power Guatemala	(13.112)	-
Otros	(375.661)	(89.381)
Total	(5.272.751)	(4.859.522)

(*) 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 septiembre de 2022, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 305.041 y MUS\$ 408.916, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 30.09.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	(82.557)	(5.272.751)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(81.157)	(80.731)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	(1.293)	(1.990)
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	(64.776)	(3.609.572)
Total	(8.735.261)	(229.783)	(8.965.044)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 30.09.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	(551.226)	(4.859.522)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	13.233	3.850
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(692)	(4)	(696)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	(1.007.295)	(3.761.841)
Total	(7.072.917)	(1.545.292)	(8.618.209)

- 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 nueve 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)	1.589.505	941.562
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)	(55.882)	(66.578)
Total	(3.609.572)	(3.761.841)

- 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 septiembre 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 septiembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	%	Patrimonio			Resultado	
		Primeros nueve meses		al 31.12.2021	2022	2021
		al 30.09.2022	al 30.09.2022			
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	184.301	169.243	19.666	17.641	
Codensa S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	0,00%	-	413.048	19.911	99.761	
Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	42,66%	1.375.155	648.228	235.451	174.055	
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	130.903	117.080	15.267	11.203	
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	82.458	102.212	20.283	14.704	
Chinango S.A.C.	33,12%	19.246	19.512	7.320	4.988	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	235.212	194.835	6.597	(45.693)	
Enel Generación Costanera S.A.	24,38%	51.440	39.390	5.668	(938)	
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	59.064	84.731	(7.537)	(6.953)	
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	89.011	79.566	(3.856)	(1.167)	
Central Dock Sud S.A.	29,76%	80.845	72.396	(3.652)	(1.060)	
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	2.271	3.618	734	331	
Enel Fortuna S.A.	49,95%	218.652	242.923	17.850	22.222	
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.710	4.276	435	197	
Otros		11.919	6.378	(1.540)	1.690	
Total		2.545.187	2.197.436	332.597	290.981	

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 septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Ingresos de Actividades Ordinarias	2022	2021	
Ventas de energía	8.625.178	9.333.014	
Generación	2.245.514	2.694.129	
Clientes Regulados	748.139	514.539	
Clientes no Regulados	1.146.081	990.562	
Ventas de Mercado Spot	349.251	1.183.666	
Otros Clientes	2.043	5.362	
Distribución	6.379.664	6.638.885	
Residenciales	3.814.404	3.914.815	
Comerciales	1.506.174	1.394.678	
Industriales	520.362	475.995	
Otros Consumidores	538.724	853.397	
Otras ventas	41.616	34.125	
Ventas de gas	17.758	15.464	
Ventas de otros combustibles	8.627	7.996	
Ventas de productos y servicios	15.231	10.665	
Otras prestaciones de servicios	1.509.365	1.228.850	
Peajes y transmisión	1.268.493	1.031.748	
Arriendo equipos de medida	79	88	
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	152.627	133.790	
Otras prestaciones	88.166	63.224	
Total Ingresos de actividades ordinarias	10.176.159	10.595.989	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Otros Ingresos	2022	2021 (*)	
Ingresos por contratos de construcción	1.164.282	804.009	
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil (*)	118.852	167.045	
Otros	159.542	113.009	
Total Otros Ingresos	1.442.676	1.084.063	

(*) 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 septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Primeros nueve meses	
	2022	2021
miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Compras de energía	(4.353.095)	(5.528.750)
Consumo de combustible	(118.852)	(88.663)
Gas	(103.562)	(81.769)
Petróleo	(10.337)	(1.601)
Carbón	(4.953)	(5.293)
Gastos de transporte	(898.952)	(798.866)
Costos por contratos de construcción	(1.136.085)	(804.009)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(328.188)	(290.604)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(6.835.172)	(7.510.892)

30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Primeros nueve meses	
	2022	2021
miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Sueldos y salarios	(369.395)	(318.938)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(11.789)	(10.806)
Seguridad social y otras cargas sociales	(208.356)	(171.648)
Otros gastos de personal	(3.162)	(39.408)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(592.702)	(540.800)

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 septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

	Primeros nueve meses	
	2022	2021
Depreciación	(469.454)	(413.096)
Amortización	(358.175)	(299.645)
Total	(827.629)	(712.741)

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses							
	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro								
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)	-	-	-	-	(17.803)	-	(17.803)	-
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 6.1)	(77.028)	-	(786.278)	-	-	-	(863.306)	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	(2.057)	(63)	-	-	-	-	(2.057)	(63)
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(79.085)	(63)	(786.278)	-	(17.803)	-	(883.166)	(63)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	1.474	(6.903)	(206.396)	(223.852)	1.155	(151)	(203.767)	(230.906)
Otros activos	(3.953)	(759)	(35.541)	(15.855)	(489)	(17)	(39.983)	(16.631)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver notas 6.1)	-	-	-	-	(12.145)	-	(12.145)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.479)	(7.662)	(241.937)	(239.707)	(11.479)	(168)	(255.895)	(247.537)

32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses	
Otros gastos por naturaleza	2022	2021
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(523.348)	(423.931)
Gastos administrativos	(78.702)	(79.641)
Reparaciones y conservación	(108.427)	(157.258)
Indemnizaciones y multas	(864)	(1.303)
Tributos y tasas	(27.313)	(22.292)
Primas de seguros	(39.544)	(38.027)
Arrendamientos y cánones	(586)	(3.434)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(10.560)	(7.451)
Otros suministros y servicios	(146.451)	(108.503)
Gastos de viaje	(6.627)	(2.439)
Gastos de medio ambiente	(1.404)	(1.129)
Total	(943.826)	(845.408)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 63 y MUS\$ 28, respectivamente.

33. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros nueve meses	
Otras ganancias (pérdidas)	2022	2021
Disposiciones y bajas inmovilizado material	4.495	40
Resultado venta Central Geradora Thermoeléctrica Fortaleza S.A. (1)	(130.936)	-
Otros	613	185
Total Otras ganancias (pérdidas)	(125.828)	225

(1) Venta Central Geradora Thermoeléctrica Fortaleza S.A. (CGTF)

Con fecha de 23 de agosto de 2022 la filial brasilera de la Compañía, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del 100% de las acciones emitidas por CGTF – Central Geradora Thermoeléctrica Fortaleza S.A. ("Termofortaleza") propiedad de Enel Brasil S.A. a ENEVA S.A. Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, la subsidiaria Enel Brasil recibió en esta fecha el pago de BRL 489.755.891,94, equivalentes a MUS\$ 95.624 (ver nota 7.e), luego del cumplimiento de todas las condiciones previstas en el Contrato de Compraventa, generando una pérdida en la venta por MUS\$ 130.946, de los cuales MUS\$ 94.457 corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de CGTF en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de venta (ver nota 2.9).

Cabe señalar que previamente, al cierre del primer semestre de 2022, siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), los activos y pasivos de CGTF habían sido reclasificados como disponibles 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 por MUS\$ 77.028 a dicha fecha (ver nota 31.b).

34. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Ingresos financieros	2022	2021 (*)	
Efectivo y otros medios equivalentes	117.478	48.299	
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	264	3	
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	57.567	60.813	
Otros ingresos financieros (2)	218.007	98.488	
Total Ingresos Financieros	393.316	207.603	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Costos financieros	2022	2021	
Costos Financieros	(1.188.232)	(714.027)	
Préstamos bancarios	(111.174)	(86.884)	
Obligaciones con el público	(232.875)	(158.576)	
Pasivos por arrendamientos	(10.486)	(7.374)	
Valoración derivados financieros	(249.734)	(49.174)	
Actualización financiera de provisiones (3)	(67.324)	(60.823)	
Gastos financieros activados	31.616	11.248	
Obligación por beneficios post empleo (1)	(101.937)	(83.740)	
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(6.525)	(8.096)	
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(102.932)	(41.473)	
Otros costos financieros (5)	(336.861)	(229.135)	
Resultado por unidades de reajuste (*)	261.750	95.123	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	41.192	17.427	
Total Costos Financieros	(885.290)	(601.477)	
Total Resultado Financiero	(491.974)	(393.874)	

(*) Ver nota 2.2.c

(1) Ver Nota 26.2.c).

(2) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2022, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 146.806 (MUS\$ 33.229 al 30 de septiembre de 2021), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 10.287 (MUS\$ 8.472 al 30 de septiembre de 2021), y otros ingresos por MUS\$ 60.914 (MUS\$ 55.166 al 30 de septiembre de 2021).

(3) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2022, principalmente se incluyen MUS\$ 7.984 (MUS\$ 22.337 al 30 de septiembre 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\$ 56.934 (MUS\$ 38.194 al 30 de septiembre de 2021).

(4) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2022, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 81.305 (MUS\$ 23.465 al 30 de septiembre de 2021) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 21.628 (MUS\$ 18.008 al 30 de septiembre de 2021) (ver nota 11.d).

- (5) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2022, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 233.590 (MUS\$ 127.643 al 30 de septiembre de 2021), Costos bancarios por MUS\$ 21.627 (MUS\$ 14.223 al 30 de septiembre de 2021), Costo Financiero por MUS\$ 25.251 (MUS\$ 21.310 al 30 de septiembre de 2021) y Otros por MUS\$ 56.393 (MUS\$ 65.959 al 30 de septiembre 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 nueve meses	
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2022	2021	
Inventario	21.865	19.575	
Otros activos financieros no corrientes	12.349	2.348	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	398	38	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	41.080	21.262	
Plusvalía	7.327	7.519	
Propiedades, planta y equipo	997.786	545.166	
Activos por impuestos diferidos	68.586	20.505	
Pasivo por impuestos diferidos	(277.641)	(100.915)	
Patrimonio Total	(650.300)	(410.503)	
Ingresos	(176.531)	(80.228)	
Costos	207.479	68.393	
Resultado financiero	23.202	6.808	
Otros Gastos Distintos a la operación	(13.795)	(3.283)	
Impuesto Sobre Sociedades	(55)	(1.562)	
Resultado por Hiperinflación (1)	261.750	95.123	
Total Resultado por Unidades de Reajuste	261.750	95.123	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros nueve meses	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2022	2021	
Efectivo y equivalentes al efectivo	(21.433)	(32.222)	
Otros activos financieros	66.802	166.115	
Otros activos no financieros	26.742	9.124	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(7.493)	18.516	
Propiedad de inversión	-	6.244	
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(229.574)	(152.909)	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	190.101	19.890	
Otros pasivos no financieros	16.047	(17.331)	
Total Diferencias de Cambio	41.192	17.427	

- 1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver Nota 2.9).

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

35.1 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), 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 S.A. (ver nota 6.1) 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 S.A..

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.

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.764.341	1.940.708	7.241.191	4.934.818	362.930	186.953	9.368.462	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	642.800	764.320	575.134	466.372	280.009	165.561	1.497.943	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	131.710	157.768	84.722	77.710	42.548	76.552	258.980	312.030
Otros activos no financieros, corriente	107.881	142.715	539.372	640.755	44.467	45.290	691.720	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	542.013	468.470	2.539.066	3.216.126	27.227	26.545	3.108.306	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	158.447	220.992	96.609	30.074	(236.993)	(177.307)	18.063	73.759
Inventarios corrientes	139.627	108.127	419.616	429.395	1.897	754	561.140	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	41.863	78.316	55.781	73.866	51.056	49.558	148.700	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	-	-	2.930.891	520	152.719	-	3.083.610	520
ACTIVOS NO CORRIENTES	11.054.303	10.275.479	14.616.494	16.146.273	954.330	1.474.707	26.625.127	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	488.364	506.387	3.350.071	2.911.429	40.837	55.360	3.879.272	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	129.995	125.676	2.068.804	3.013.019	4.916	6.726	2.203.715	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	210.237	244.390	587.906	467.016	24.395	13.445	822.538	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	52.673	53.410	18	26	(49.375)	(53.410)	3.316	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	975.541	402.308	3.525	13.748	(976.038)	(413.687)	3.028	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	403.985	409.293	2.915.726	4.205.651	161.455	141.326	3.481.166	4.756.270
Plusvalía	3.844	3.833	-	-	1.477.073	1.466.392	1.480.917	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	8.494.119	8.269.946	4.919.191	4.626.574	132.448	101.008	13.545.758	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	7.627	6.272	-	-	7.627	6.272
Activos por derecho de uso	219.567	191.230	95.188	112.756	11.215	23.967	325.970	327.953
Activos por impuestos diferidos	75.978	69.006	668.438	789.782	127.404	133.580	871.820	992.368
TOTAL ACTIVOS	12.818.644	12.216.187	21.857.685	21.081.091	1.317.260	1.661.660	35.993.589	34.958.938

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 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	2.338.861	1.942.219	8.203.439	6.242.563	(907.653)	(389.248)	9.634.647	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	515.038	286.850	809.198	753.298	295.350	192.686	1.619.586	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	8.021	21.519	22.756	36.795	1.613	2.373	32.390	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	682.641	966.843	3.386.294	3.767.621	78.924	177.666	4.147.859	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	932.425	419.864	967.373	1.342.862	(782.155)	(807.019)	1.117.643	955.707
Otras provisiones corrientes	36.237	29.711	133.967	134.918	219	215	170.423	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	95.148	157.031	124.367	22.685	129	3.344	219.644	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	69.351	60.401	131.830	184.384	65.008	41.487	266.189	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.627.654	-	(566.741)	-	2.060.913	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.120.048	2.170.984	8.418.499	9.154.908	799.097	807.419	11.337.644	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	1.258.701	1.304.390	3.110.816	2.782.559	816.104	830.634	5.185.621	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	99.618	84.031	54.549	82.232	10.320	21.628	164.487	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	6.583	9.746	2.432.188	2.678.438	483	883	2.439.254	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	87.048	104.447	389.157	998.873	(17.537)	(40.822)	458.668	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	112.546	132.432	523.790	705.375	849	1.012	637.185	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	475.072	443.996	507.693	443.742	(13.074)	(8.338)	969.691	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.159	25.503	1.376.495	1.395.556	1.952	2.422	1.397.606	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	61.321	66.439	23.811	68.133	-	-	85.132	134.572
PATRIMONIO NETO	8.359.735	8.102.984	5.235.747	5.683.620	1.425.816	1.243.489	15.021.298	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.359.735	8.102.984	5.235.747	5.683.620	1.425.816	1.243.489	12.476.111	12.832.657
Capital emitido y pagado	5.473.155	5.636.230	3.415.924	2.972.017	6.910.420	7.191.252	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	779.647	1.195.679	(489.465)	(270.485)	5.351.746	4.843.497	5.641.928	5.768.691
Primas de emisión	29.400	337.107	-	46.819	(29.400)	(383.926)	-	-
Acciones propias en cartera	(51)	(50)	-	-	(221)	(222)	(272)	(272)
Otras reservas	2.077.584	934.018	2.309.288	2.935.269	(10.806.729)	(10.407.112)	(8.965.044)	(8.735.261)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.545.187	2.197.436
Total Patrimonio Neto y Pasivos	12.818.644	12.216.187	21.857.685	21.081.091	1.317.260	1.661.660	35.993.589	34.958.938

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 nueve meses

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	2.949.367	3.402.078	9.181.906	8.914.269	(512.438)	(636.295)	11.618.835	11.680.052
Ingresos de actividades ordinarias	2.912.029	3.375.880	7.881.927	7.874.489	(617.797)	(654.380)	10.176.159	10.595.989
Ventas de energía	2.823.109	3.298.458	6.381.571	6.641.796	(579.502)	(607.240)	8.625.178	9.333.014
Otras ventas	36.794	29.347	4.630	4.709	192	69	41.616	34.125
Otras prestaciones de servicios	52.126	48.075	1.495.726	1.227.984	(38.487)	(47.209)	1.509.365	1.228.850
Otros ingresos	37.338	26.198	1.299.979	1.039.780	105.359	18.085	1.442.676	1.084.063
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1.007.831)	(1.748.253)	(6.368.189)	(6.396.493)	540.848	633.854	(6.835.172)	(7.510.892)
Compras de energía	(604.436)	(1.352.316)	(4.323.476)	(4.778.247)	574.817	601.813	(4.353.095)	(5.528.750)
Consumo de combustible	(118.852)	(88.576)	-	(87)	-	-	(118.852)	(88.663)
Gastos de transporte	(228.841)	(217.978)	(717.943)	(626.556)	47.832	45.668	(898.952)	(798.866)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(55.702)	(89.383)	(1.326.770)	(991.603)	(81.801)	(13.627)	(1.464.273)	(1.094.613)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.941.536	1.653.825	2.813.717	2.517.776	28.410	(2.441)	4.783.663	4.169.160
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	10.146	9.369	159.527	133.363	7.814	-	177.487	142.732
Gastos por beneficios a los empleados	(113.993)	(104.695)	(436.335)	(418.161)	(42.374)	(17.944)	(592.702)	(540.800)
Otros gastos, por naturaleza	(197.771)	(146.374)	(691.048)	(643.356)	(55.007)	(55.678)	(943.826)	(845.408)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.639.918	1.412.125	1.845.861	1.589.622	(61.157)	(76.063)	3.424.622	2.925.684
Gasto por depreciación y amortización	(290.891)	(245.264)	(531.712)	(466.127)	(5.026)	(1.350)	(827.629)	(712.741)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(79.085)	(63)	(786.278)	-	(17.803)	-	(883.166)	(63)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.479)	(7.662)	(241.937)	(239.707)	(11.479)	(168)	(255.895)	(247.537)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.267.463	1.159.136	285.934	883.788	(95.465)	(77.581)	1.457.932	1.965.343
RESULTADO FINANCIERO	(80.456)	(128.567)	(358.831)	(280.509)	(52.687)	15.202	(491.974)	(393.874)
Ingresos financieros	91.652	66.163	270.824	138.693	30.840	2.747	292.916	207.603
Efectivo y otros medios equivalentes	70.171	24.901	29.735	15.417	17.572	7.981	117.478	48.299
Otros ingresos financieros	21.481	41.262	241.089	123.276	13.268	(5.234)	275.838	159.304
Costos financieros	(79.236)	(128.639)	(1.065.332)	(589.546)	(43.664)	4.158	(1.188.232)	(714.027)
Préstamos bancarios	(74.160)	(23.567)	(28.934)	(61.223)	(8.080)	(2.094)	(111.174)	(86.884)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(81.967)	(45.791)	(132.843)	(94.420)	(18.065)	(18.365)	(232.875)	(158.576)
Otros	76.891	(59.281)	(903.555)	(433.903)	(17.519)	24.617	(844.183)	(468.567)
Resultados por Unidades de Reajuste	(173.632)	(113.782)	464.236	186.960	(28.854)	21.945	261.750	95.123
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	80.760	47.691	(28.559)	(16.616)	(11.009)	(13.648)	41.192	17.427
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	972	689	16	(13)	169	169	1.157	845
Otras ganancias (pérdidas)	82	40	4.392	458	(130.302)	(273)	(125.828)	225
Resultado de Otras Inversiones	23	-	-	458	(130.346)	(273)	(130.323)	185
Resultados en Ventas de Activos	59	40	4.392	-	44	-	4.495	40
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.188.061	1.031.298	(68.489)	603.724	(278.285)	(62.483)	841.287	1.572.539
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(343.755)	(351.469)	(245.064)	(333.968)	(22.851)	26.006	(611.670)	(659.431)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	844.306	679.829	(313.553)	269.756	(301.136)	(36.477)	229.617	913.108
GANANCIA (PÉRDIDA)	844.306	679.829	(313.553)	269.756	(301.136)	(36.477)	229.617	913.108
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	844.306	679.829	(313.553)	269.756	(301.136)	(36.477)	229.617	913.108
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	(102.980)	622.127
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	332.597	290.981

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros nueve meses

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.112.821	904.384	1.894.641	536.711	(463.495)	(43.156)	2.543.967	1.397.939
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(700.521)	(626.730)	(1.500.504)	(1.235.888)	1.231	935.505	(2.199.794)	(927.113)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(560.502)	(303.944)	(225.111)	426.037	590.303	(508.252)	(195.310)	(386.159)

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.

35.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS	404.616	445.620	650.717	617.133	6.951.047	4.804.124	1.096.438	657.247	474.720	550.690	226.902	290.651	(435.978)	(302.986)	9.368.462	7.062.479
ACTIVOS CORRIENTES	404.616	445.620	650.717	617.133	6.951.047	4.804.124	1.096.438	657.247	474.720	550.690	226.902	290.651	(435.978)	(302.986)	9.368.462	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.322	124.187	117.313	63.620	759.158	757.875	354.874	156.714	124.211	140.835	140.065	153.022	-	-	1.497.943	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	30.559	146	106.876	145.102	82.618	89.881	38.238	76.750	319	61	370	90	-	-	258.980	312.030
Otros activos no financieros, corriente	4.444	4.484	27.651	30.526	527.669	655.856	13.989	13.731	112.171	115.248	5.796	8.915	-	-	691.720	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.691	1.585	303.360	312.034	2.222.220	2.822.353	348.494	328.827	173.862	182.201	56.715	64.015	1.964	126	3.108.306	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	356.152	305.735	1.311	1.694	7.552	6.885	83.943	1.662	5.749	4.930	1.298	55.965	(437.942)	(303.112)	18.063	73.759
Inventarios corrientes	-	-	83.438	55.911	323.007	342.555	91.059	76.415	56.633	56.516	7.003	6.879	-	-	561.140	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.448	9.483	10.768	8.246	109.782	128.719	1.272	2.628	1.775	50.899	15.655	1.765	-	-	148.700	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	-	-	-	-	2.919.041	-	164.569	520	-	-	-	-	-	-	3.083.610	520
ACTIVOS NO CORRIENTES	17.059.064	16.425.543	3.242.232	2.810.065	14.852.602	16.352.912	3.955.639	4.253.624	2.860.113	2.670.200	1.398.428	1.406.373	(16.742.951)	(16.022.258)	26.625.127	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	-	-	27.613	26.194	3.720.890	3.326.017	19.444	6.718	-	12	111.325	114.235	-	-	3.879.272	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	3.881	5.157	543	831	2.098.244	3.041.765	29.198	27.954	37.788	36.068	34.061	33.646	-	-	2.203.715	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28	43	194.881	226.424	613.316	470.304	12.780	20.201	-	-	1.533	7.879	-	-	822.538	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	457.230	245.049	18	26	-	-	-	-	3.285	-	-	-	(457.217)	(245.049)	3.316	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16.592.912	16.172.024	369.568	309.908	113	-	-	118	10.033	10.033	291.628	288.385	(17.261.226)	(16.778.099)	3.028	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	112.457	86.948	3.047.192	4.322.605	142.949	165.571	86.414	82.872	92.154	98.274	-	-	3.481.166	4.756.270
Plusvalía	-	-	-	-	474.523	460.793	27.058	4.709	2.686	2.675	1.158	1.158	975.492	1.000.890	1.480.917	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.509.996	2.143.757	3.995.255	3.670.373	3.673.842	3.963.160	2.515.038	2.371.121	851.627	849.117	-	-	13.545.758	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.627	6.272	-	-	-	-	-	-	-	-	7.627	6.272
Activos por derecho de uso	-	-	40	49	101.234	117.760	50.357	60.872	162.409	138.295	11.930	10.977	-	-	325.970	327.953
Activos por impuestos diferidos	5.013	3.270	27.116	15.928	794.208	937.023	11	4.321	42.460	29.124	3.012	2.702	-	-	871.820	992.368
TOTAL ACTIVOS	17.463.680	16.871.163	3.892.949	3.427.198	21.803.649	21.157.036	5.052.077	4.910.871	3.334.833	3.220.890	1.625.330	1.697.024	(17.178.929)	(16.325.244)	35.993.569	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 - MUSS

Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES	613.011	130.647	1.229.917	1.010.729	6.043.851	4.979.138	1.346.837	1.026.528	764.538	749.910	73.072	72.238	(436.579)	(173.656)	9.634.647	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	262.262	9.914	5.979	5.756	726.863	552.177	349.116	372.308	275.333	292.679	43	-	-	-	1.619.586	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	14	14	18.414	23.393	5.778	9.246	9.435	27.366	749	868	-	-	32.390	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7.995	25.629	1.051.677	866.558	2.246.930	3.230.087	573.845	467.335	245.895	276.187	22.517	22.601	-	23.733	4.147.859	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	337.707	94.134	40.167	38.322	812.152	897.617	175.621	27.518	154.408	62.475	34.139	33.030	(436.551)	(197.389)	1.117.643	955.707
Otras provisiones corrientes	54	54	43.066	49.900	78.710	76.248	36.425	30.974	10.168	7.668	-	-	-	-	170.423	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	48.081	13.882	12.586	13.703	116.711	87.273	27.299	53.643	14.967	14.559	-	-	219.644	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	4.993	916	40.933	36.297	156.778	185.913	20.828	31.874	42.000	29.892	657	1.380	-	-	266.189	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	1.994.428	-	66.513	-	-	-	-	-	(28)	-	2.060.913	-
PASIVOS NO CORRIENTES	593.567	594.560	666.766	651.831	7.957.799	8.551.717	1.414.594	1.513.850	1.012.963	909.570	149.105	157.224	(457.150)	(245.441)	11.337.644	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	591.613	590.081	32.671	36.210	2.737.152	2.525.836	1.179.270	1.213.912	644.915	551.544	-	-	-	-	5.185.621	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	8	24	87.495	99.943	44.441	53.588	20.346	23.212	12.197	11.124	-	-	164.487	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	30.374	53.914	2.407.126	2.633.688	831	874	923	591	-	-	-	-	2.439.254	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	823.770	1.203.482	-	-	-	7.804	87.048	96.643	(457.150)	(245.441)	458.668	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	15.242	19.116	512.728	685.669	47.530	74.773	53.904	51.819	7.781	7.442	-	-	637.185	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.057	521.604	459.883	54.765	41.194	80.978	83.284	270.636	251.287	41.708	41.695	-	-	969.691	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.954	2.422	14.205	17.231	1.315.621	1.311.654	61.544	87.419	3.911	4.435	371	320	-	-	1.397.606	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	52.662	65.453	14.142	50.241	-	-	18.328	18.878	-	-	-	-	85.132	134.572
PATRIMONIO NETO	16.257.102	16.145.956	1.996.266	1.764.638	7.801.999	7.626.181	2.290.646	2.370.493	1.557.332	1.561.410	1.403.153	1.467.562	(16.285.200)	(15.906.147)	15.021.298	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.257.102	16.145.956	1.996.266	1.764.638	7.801.999	7.626.181	2.290.646	2.370.493	1.557.332	1.561.410	1.403.153	1.467.562	(16.285.200)	(15.906.147)	12.476.111	12.802.289
Capital emitido y pagado	15.811.619	16.512.785	1.973.220	1.733.076	6.671.844	5.830.987	142.626	167.712	1.638.183	1.632.426	1.000.339	997.095	(11.438.332)	(11.074.582)	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.100.962	3.290.142	(1.199.296)	(1.075.881)	(213.276)	726.440	387.739	843.648	111.860	116.498	340.168	407.820	2.113.771	1.460.024	5.641.928	5.768.691
Primas de emisión	-	-	-	-	552.501	536.514	24.653	380.242	1.490	1.483	-	-	(578.644)	(918.239)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	(272)	-	-	(20.527)	(19.933)	-	-	-	-	-	-	20.527	19.933	(272)	(272)
Otras reservas	(3.655.207)	(3.656.699)	1.222.342	1.107.443	811.457	552.173	1.735.628	978.891	(194.201)	(188.997)	62.646	62.647	(6.402.522)	(5.393.283)	(8.965.044)	(8.765.629)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.545.187	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	17.463.680	16.871.163	3.892.949	3.427.198	21.803.649	21.157.036	5.052.077	4.910.871	3.334.833	3.220.890	1.625.330	1.697.024	(17.178.929)	(16.325.244)	35.993.589	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 - MUSS																
Primeros nueve meses																
Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
INGRESOS	1.193	314	828.235	735.984	7.181.079	7.933.492	2.264.446	1.887.464	1.130.072	978.046	213.950	145.036	(140)	(284)	11.618.835	11.680.052
Ingresos de actividades ordinarias	1.000	-	809.110	727.382	5.888.852	6.906.073	2.147.469	1.857.539	1.116.840	967.683	212.888	137.312	-	-	10.176.159	10.595.989
Ventas de energía	-	-	772.935	700.156	5.097.677	6.302.789	1.480.463	1.273.274	1.064.120	921.132	209.983	135.663	-	-	8.625.178	9.333.014
Otras ventas	-	-	4.833	2.161	166	63	26.189	19.994	10.427	11.907	1	-	-	-	41.616	34.125
Otras prestaciones de servicios	1.000	-	31.342	25.065	791.009	603.221	640.871	564.271	42.293	34.644	2.904	1.649	-	-	1.509.365	1.228.850
Otros ingresos	193	314	19.125	8.802	1.292.227	1.027.419	1.169.977	29.925	13.232	10.363	1.062	7.724	(140)	(284)	1.442.676	1.084.063
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(92)	(26)	(517.680)	(401.038)	(4.728.183)	(5.878.419)	(987.744)	(732.068)	(625.737)	(476.066)	(75.736)	(22.735)	-	-	(6.835.172)	(7.510.892)
Compras de energía	-	-	(471.845)	(359.277)	(2.919.580)	(4.445.876)	(536.407)	(383.026)	(363.544)	(332.031)	(61.919)	(8.540)	-	-	(4.353.095)	(5.528.750)
Consumo de combustible	-	-	(397)	(968)	(37.736)	(127.329)	(26.220)	(12.805)	(54.439)	(47.561)	-	-	-	-	(118.852)	(86.663)
Gastos de transporte	-	-	(9.967)	(14.085)	(575.310)	(516.800)	(237.977)	(204.139)	(64.309)	(56.117)	(11.389)	(7.725)	-	-	(798.952)	(798.866)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(92)	(26)	(35.671)	(26.708)	(1.195.497)	(898.414)	(187.140)	(132.098)	(43.445)	(40.897)	(2.428)	(6.470)	-	-	(1.464.273)	(1.094.613)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.101	288	310.555	334.946	2.452.896	2.055.073	1.276.702	1.155.396	604.335	501.440	138.214	122.301	(140)	(284)	4.783.663	4.169.160
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	(43.842)	(30.728)	(94.964)	(78.763)	(25.046)	(23.861)	(13.635)	(9.380)	-	-	-	-	(177.487)	(142.732)
Gastos por beneficios a los empleados	(5.078)	(6.178)	(169.007)	(131.581)	(280.270)	(272.409)	(73.792)	(52.477)	(49.385)	(10.065)	(7.455)	-	-	-	(562.702)	(540.800)
Otros gastos, por naturaleza	(17.488)	(19.120)	(149.609)	(120.465)	(590.008)	(518.556)	(99.980)	(105.414)	(71.019)	(71.202)	(15.852)	(10.934)	130	283	(943.826)	(845.408)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(21.465)	(25.010)	35.781	113.628	1.677.582	1.342.871	1.125.963	1.000.051	494.474	390.233	112.297	103.912	(10)	(1)	3.424.622	2.925.684
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(137.530)	(125.981)	(424.574)	(338.106)	(143.756)	(143.093)	(93.084)	(87.608)	(28.685)	(17.953)	-	-	(627.629)	(712.741)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(863.307)	-	-	(2.057)	(63)	-	-	-	(17.802)	-	(883.166)	(63)
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	(110)	(15.052)	(2.752)	(206.236)	(230.664)	(24.436)	(8.706)	(7.477)	(4.544)	(2.694)	(761)	-	-	(255.895)	(247.537)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(21.465)	(25.120)	(116.801)	(15.105)	183.465	774.101	957.771	848.252	391.856	298.018	80.918	85.198	-	(1)	1.457.932	1.965.343
RESULTADO FINANCIERO	(96.086)	(24.433)	130.004	(1.114)	(392.376)	(287.940)	(105.333)	(74.443)	(14.927)	(27.196)	(89)	(2.316)	(13.167)	23.568	(491.974)	(393.874)
Ingresos financieros	11.593	16.102	77.591	62.512	270.171	128.883	28.979	10.328	12.177	3.936	3.365	1.703	-	-	393.316	207.603
Activo y otros medios equivalentes	1.068	441	52.635	35.025	48.396	9.515	11.958	2.917	3.340	366	91	95	-	-	117.478	48.259
Otros ingresos financieros	10.525	15.661	24.866	27.487	221.775	119.168	17.021	7.411	8.837	3.570	3.284	1.668	(10.470)	(15.661)	275.838	159.304
Costos financieros	(50.726)	(43.136)	(255.867)	(168.469)	(745.649)	(409.575)	(107.636)	(81.091)	(33.465)	(23.401)	(5.361)	(4.016)	10.472	15.661	(1.188.232)	(714.027)
Préstamos bancarios	(4.682)	(1.563)	(198)	(629)	(60.934)	(71.482)	(34.734)	(8.251)	(10.626)	(4.959)	-	-	-	-	(111.174)	(86.884)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(18.065)	(18.365)	-	-	(123.009)	(64.793)	(77.186)	(60.215)	(14.615)	(15.203)	-	-	-	-	(232.875)	(158.576)
Otros	(27.979)	(23.208)	(255.669)	(167.840)	(561.706)	(273.300)	(4.284)	(12.625)	(8.224)	(3.239)	(5.361)	(4.016)	10.472	15.661	(844.183)	(468.567)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	261.750	95.123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	261.750	95.123
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(56.953)	2.601	46.620	9.720	83.102	(7.048)	(26.676)	(3.680)	6.361	(7.731)	1.907	(3)	(13.169)	23.568	41.192	17.427
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	169	169	988	676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.157	845
Otras ganancias (pérdidas)	(94.457)	(273)	23	20	(31.444)	433	21	20	8	25	21	-	-	-	(125.828)	225
Resultado de Otras Inversiones	(94.457)	(273)	23	-	(35.889)	458	-	-	-	-	-	-	-	-	(130.323)	185
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	20	4.445	(25)	21	20	8	25	21	-	-	-	4.495	40
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(211.839)	(49.657)	14.214	(15.523)	(240.355)	486.594	852.459	773.829	376.937	270.847	80.850	82.882	(30.979)	23.567	841.287	1.572.539
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	4.458	(508)	(27.890)	(143.078)	(142.751)	(154.062)	(311.275)	(244.835)	(115.709)	(94.999)	(18.503)	(21.949)	-	-	(611.670)	(659.431)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(207.381)	(50.165)	(13.676)	(158.601)	(383.106)	332.532	541.184	528.994	261.228	175.848	62.347	60.933	(30.979)	23.567	229.617	913.108
GANANCIA (PÉRDIDA)	(207.381)	(50.165)	(13.676)	(158.601)	(383.106)	332.532	541.184	528.994	261.228	175.848	62.347	60.933	(30.979)	23.567	229.617	913.108
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(207.381)	(50.165)	(13.676)	(158.601)	(383.106)	332.532	541.184	528.994	261.228	175.848	62.347	60.933	(30.979)	23.567	229.617	913.108
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora															(102.980)	622.127
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras															332.597	290.981

miles de dólares estadounidenses - MUSS																
Primeros nueve meses																
Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(28.287)	(52.214)	245.932	290.859	966.203	(8.330)	850.580	747.382	419.720	341.180	86.753	75.942	3.066	3.120	2.543.967	1.397.939
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(316.150)	165.600	(141.472)	(191.050)	(1.400.820)	(1.187.513)	(343.591)	(388.874)	(254.065)	(168.747)	38.328	(14.535)	217.976	858.006	(2.199.794)	(927.113)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	221.653	(804.100)	(20.930)	(43.724)	403.246	970.802	(260.647)	(428.283)	(179.805)	(230.471)	(137.985)	(16.359)	(221.042)	163.976	(195.310)	(386.159)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.4 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 America		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	
ACTIVOS CORRIENTES	330.910	341.299	512.288	786.002	391.020	187.002	303.408	335.969	226.902	290.651	(187)	(215)	1.764.341	1.940.708	
Efectivo y equivalentes al efectivo	57.395	50.719	225.756	417.963	147.191	62.443	72.393	80.173	140.065	153.022	-	-	642.800	764.320	
Otros activos financieros corrientes	71.319	110.340	31.227	34.053	28.643	13.267	151	18	370	90	-	-	131.710	157.768	
Otros activos no financieros, corriente	10.861	13.328	10.387	34.081	3.104	4.393	77.733	81.998	5.796	8.915	-	-	107.881	142.715	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	103.741	98.619	202.073	155.202	97.634	80.857	81.806	69.769	56.715	64.015	44	8	542.013	468.470	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	16.955	19.263	14.017	117.535	82.909	1.024	43.499	27.428	1.298	55.965	(231)	(223)	158.447	220.992	
Inventarios corrientes	62.156	43.587	13.097	8.613	31.032	23.135	26.339	25.913	7.003	6.879	-	-	139.627	108.127	
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.483	5.443	15.731	18.555	507	1.883	1.487	50.670	15.655	1.765	-	-	41.863	78.316	
ACTIVOS NO CORRIENTES	613.675	618.490	4.587.412	4.292.782	2.823.235	2.438.355	1.631.553	1.519.479	1.398.428	1.406.373	-	-	11.054.303	10.275.479	
Otros activos financieros no corrientes	27.610	26.189	348.503	365.845	926	118	-	-	111.325	114.235	-	-	488.364	506.387	
Otros activos no financieros no corrientes	523	782	48.587	46.944	9.036	8.236	37.788	36.068	34.061	33.646	-	-	129.995	125.676	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	194.619	226.047	9.427	6.515	4.658	3.949	-	-	1.533	7.879	-	-	210.237	244.390	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	4.109	11.199	-	-	-	-	48.564	42.211	-	-	-	-	52.673	53.410	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.564	1.158	55.283	53.658	569.839	2.081	57.227	57.026	291.628	288.385	-	-	975.541	402.308	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.270	12.963	208.787	205.812	59.018	63.225	29.756	29.019	92.154	98.274	-	-	403.985	409.293	
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.686	2.675	1.158	-	-	-	3.844	3.833	
Propiedades, planta y equipo	356.976	331.081	3.839.276	3.542.071	2.143.926	2.330.673	1.302.314	1.217.004	851.627	849.117	-	-	8.494.119	8.269.946	
Activos por derecho de uso	-	-	52.771	43.822	35.832	30.073	119.034	106.358	11.930	10.977	-	-	219.567	191.230	
Activos por impuestos diferidos	14.004	9.071	24.778	28.115	-	-	34.184	29.118	3.012	2.702	-	-	75.978	69.006	
TOTAL ACTIVOS	944.585	959.789	5.099.700	5.078.784	3.214.255	2.625.357	1.934.961	1.855.448	1.625.330	1.697.024	(187)	(215)	12.818.644	12.216.187	

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													
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales
	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	139.999	147.137	1.062.396	971.751	617.930	444.371	445.651	306.937	73.072	72.238	(187)	(215)	2.338.861	1.942.219
Otros pasivos financieros corrientes	5.979	5.756	102.832	61.544	175.818	151.919	230.366	67.631	43	-	-	-	515.038	286.850
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	2.822	4.633	2.829	4.974	1.621	11.244	749	668	-	-	8.021	21.519
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	52.880	68.361	238.468	594.020	244.026	172.812	124.750	109.049	22.517	22.601	-	-	682.641	966.843
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	56.005	34.873	681.445	280.513	106.454	16.305	54.569	55.358	34.139	33.030	(187)	(215)	932.425	419.864
Otras provisiones corrientes	3.051	6.629	168	163	30.659	20.259	2.359	2.660	-	-	-	-	36.237	29.711
Pasivos por impuestos corrientes	204	13.775	8.990	13.672	54.402	67.973	16.585	47.052	14.967	14.559	-	-	95.148	157.031
Otros pasivos no financieros corrientes	21.880	17.743	27.871	17.206	3.742	10.129	15.401	13.943	657	1.380	-	-	69.351	60.401
PASIVOS NO CORRIENTES	121.561	133.970	797.512	779.011	478.732	614.399	573.138	486.380	149.105	157.224	-	-	2.120.048	2.170.984
Otros pasivos financieros no corrientes	32.671	36.210	666.333	676.689	308.464	419.434	251.233	172.057	-	-	-	-	1.258.701	1.304.390
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	49.465	40.152	31.778	26.329	6.178	6.426	12.197	11.124	-	-	99.618	84.031
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	5.957	9.103	626	643	-	-	-	-	-	-	6.583	9.746
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	7.804	87.048	96.643	-	-	87.048	104.447
Otras provisiones no corrientes	37	54	10.811	8.569	40.431	64.963	53.486	51.404	7.781	7.442	-	-	112.546	132.432
Pasivo por impuestos diferidos	51.429	54.384	54.415	34.870	83.540	83.284	243.980	229.763	41.708	41.695	-	-	475.072	443.996
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.613	4.034	-	-	13.893	19.746	1.282	1.403	371	320	-	-	19.159	25.503
Otros pasivos no financieros no corrientes	33.811	39.288	10.531	9.628	-	-	16.979	17.523	-	-	-	-	61.321	66.439
PATRIMONIO NETO	683.025	678.682	3.239.792	3.328.022	2.117.593	1.566.587	916.172	1.062.131	1.403.153	1.467.562	-	-	8.359.735	8.102.984
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	683.025	678.682	3.239.792	3.328.022	2.117.593	1.566.587	916.172	1.062.131	1.403.153	1.467.562	-	-	8.359.735	8.102.984
Capital emitido y pagado	548.795	623.259	2.957.747	2.887.438	142.640	164.398	823.634	964.040	1.000.339	997.095	-	-	5.473.155	5.636.230
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(85.511)	(126.251)	194.833	283.482	253.701	526.401	76.456	104.227	340.168	407.820	-	-	779.647	1.195.679
Primas de emisión	-	-	-	-	25.700	333.423	3.700	3.684	-	-	-	-	29.400	337.107
Acciones propias en cartera	-	-	(51)	(50)	-	-	-	-	-	-	-	-	(51)	(50)
Otras reservas	219.741	181.674	87.263	157.152	1.695.552	542.365	12.382	(9.820)	62.646	62.647	-	-	2.077.584	934.018
Total Patrimonio Neto y Pasivos	944.585	959.789	5.099.700	5.078.784	3.214.255	2.625.357	1.934.961	1.855.448	1.625.330	1.697.024	(187)	(215)	12.818.644	12.216.187

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 nueve meses	
Línea de Negocio														Generación y Transmisión	
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	
INGRESOS	159.367	168.174	1.005.142	1.740.920	1.047.497	930.653	523.423	417.529	213.950	145.036	(12)	(234)	2.949.367	3.402.078	
Ingresos de actividades ordinarias	155.604	165.656	994.648	1.735.322	1.044.888	927.394	514.001	410.196	212.888	137.312	-	-	2.912.029	3.375.880	
Ventas de energía	153.001	164.500	939.557	1.693.237	1.019.617	908.881	500.951	396.177	209.983	135.663	-	-	2.823.109	3.298.458	
Otras ventas	1.346	91	-	-	25.182	18.358	10.265	10.898	1	-	-	-	36.794	29.347	
Otras prestaciones de servicios	1.257	1.065	45.091	42.085	89	155	2.785	3.121	2.904	1.649	-	-	52.126	48.075	
Otros ingresos	3.763	2.518	20.494	5.598	2.609	3.259	9.422	7.333	1.062	7.724	(12)	(234)	37.338	26.198	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(7.951)	(13.253)	(378.023)	(1.288.430)	(380.918)	(296.251)	(165.203)	(127.584)	(75.736)	(22.735)	-	-	(1.007.831)	(1.748.253)	
Compras de energía	(1.151)	(1.391)	(283.879)	(1.223.326)	(220.728)	(105.995)	(36.759)	(13.064)	(61.919)	(8.540)	-	-	(604.436)	(1.352.316)	
Consumo de combustible	(397)	(968)	(37.796)	(27.242)	(26.220)	(12.805)	(54.439)	(47.561)	-	-	-	-	(118.852)	(88.576)	
Gastos de transporte	(91)	(3.217)	(52.615)	(36.042)	(100.437)	(114.877)	(64.309)	(56.117)	(11.389)	(7.725)	-	-	(228.841)	(217.978)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(6.312)	(7.677)	(3.733)	(1.820)	(33.533)	(62.574)	(8.686)	(10.842)	(2.428)	(6.470)	-	-	(55.702)	(89.383)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	151.416	154.921	627.119	452.490	666.579	634.402	358.220	289.945	138.214	122.301	(12)	(234)	1.941.536	1.653.825	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	647	230	4.357	6.275	3.269	2.241	1.873	623	-	-	-	-	10.146	9.369	
Gastos por beneficios a los empleados	(32.158)	(26.096)	(18.019)	(26.756)	(29.219)	(22.957)	(24.532)	(21.431)	(10.065)	(7.455)	-	-	(113.993)	(104.695)	
Otros gastos, por naturaleza	(28.165)	(26.834)	(79.751)	(41.212)	(35.729)	(29.661)	(38.286)	(37.967)	(15.852)	(10.934)	12	234	(197.771)	(146.374)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	91.740	102.221	533.706	390.797	604.900	584.025	297.275	231.170	112.297	103.912	-	-	1.639.918	1.412.125	
Gasto por depreciación y amortización	(66.752)	(69.075)	(100.064)	(63.208)	(49.962)	(51.389)	(45.428)	(43.639)	(28.685)	(17.953)	-	-	(290.891)	(245.264)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(77.028)	-	-	-	(2.057)	(63)	-	-	-	-	(79.085)	(63)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(37)	(55)	20	(5.761)	321	(1.154)	(89)	69	(2.694)	(761)	-	-	(2.479)	(7.662)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	24.951	33.091	356.634	321.828	555.259	531.482	249.701	187.537	80.918	85.198	-	-	1.267.463	1.159.136	
RESULTADO FINANCIERO	(51.501)	(33.258)	28.070	(54.152)	(55.581)	(34.430)	(1.355)	(4.453)	(89)	(2.316)	-	42	(80.456)	(128.567)	
Ingresos financieros	52.231	44.888	21.833	16.159	7.701	2.255	6.522	1.158	3.365	1.703	-	-	91.652	66.163	
Efectivo y otros medios equivalentes	30.793	17.015	25.842	6.119	11.589	1.474	1.866	258	81	35	-	-	70.171	24.901	
Otros ingresos financieros	21.438	27.873	(4.009)	10.040	(3.888)	781	4.656	900	3.284	1.668	-	-	21.481	41.262	
Costos financieros	(5.561)	(5.648)	(7.656)	(77.898)	(48.110)	(35.826)	(12.548)	(5.251)	(5.361)	(4.016)	-	-	(79.236)	(128.639)	
Préstamos bancarios	(189)	(263)	(38.635)	(19.717)	(29.882)	(2.248)	(5.454)	(1.339)	-	-	-	-	(74.160)	(23.567)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(11.334)	(14.991)	(69.927)	(29.997)	(706)	(803)	-	-	-	-	(81.967)	(45.791)	
Otros	(5.372)	(5.385)	42.313	(43.190)	51.699	(3.581)	(6.388)	(3.109)	(5.361)	(4.016)	-	-	76.891	(59.281)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(173.632)	(113.782)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(173.632)	(113.782)	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	75.461	41.284	13.893	7.587	(15.172)	(859)	4.671	(360)	1.907	(3)	-	42	80.760	47.691	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	972	689	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	972	689	
Otras ganancias (pérdidas)	23	20	17	-	21	20	-	-	21	-	-	-	82	40	
Resultado de Otras Inversiones	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	20	17	-	21	20	-	-	21	-	-	-	59	40	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(25.555)	542	384.721	267.676	499.699	497.072	248.346	183.084	80.850	82.882	-	42	1.188.061	1.031.298	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	12.026	(25.196)	(82.866)	(81.847)	(179.815)	(161.289)	(74.597)	(61.188)	(18.503)	(21.949)	-	-	(343.755)	(351.469)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(13.529)	(24.654)	301.855	185.829	319.884	335.783	173.749	121.896	62.347	60.933	-	42	844.306	679.829	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(13.529)	(24.654)	301.855	185.829	319.884	335.783	173.749	121.896	62.347	60.933	-	42	844.306	679.829	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$														Primeros nueve meses	
Línea de Negocio														Generación y Transmisión	
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		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	56.074	91.418	399.967	156.169	324.228	410.381	245.799	170.474	86.753	75.942	-	-	1.112.821	904.384	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	10.308	(44.776)	(411.646)	(391.342)	(112.512)	(133.283)	(136.955)	(42.794)	38.329	(14.535)	(88.045)	-	(700.521)	(626.730)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(52.815)	(39.965)	(203.374)	287.337	(138.043)	(296.373)	(116.330)	(238.584)	(137.985)	(16.359)	88.045	-	(560.502)	(303.944)	

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											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
Pais	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021	al 30.09.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	288.957	272.122	6.138.199	4.033.868	631.537	420.426	182.498	208.451	-	(49)	7.241.191	4.934.818
Efectivo y equivalentes al efectivo	18.994	6.404	298.632	310.415	206.085	92.356	51.423	57.197	-	-	575.134	466.372
Otros activos financieros corrientes	32.096	22.482	42.863	53.501	9.595	1.684	168	43	-	-	84.722	77.710
Otros activos no financieros, corriente	16.564	17.087	506.235	609.241	10.260	9.295	6.313	5.132	-	-	539.372	640.755
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	199.611	213.415	1.996.857	2.642.513	250.816	247.884	91.782	112.269	-	45	2.539.066	3.216.126
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	410	410	9.656	11.118	83.881	15.407	2.662	3.233	-	(94)	96.609	30.074
Inventarios corrientes	21.282	12.324	308.157	333.214	60.027	53.280	30.150	30.577	-	-	419.616	429.395
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	55.016	73.866	765	-	-	-	-	-	55.781	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	-	-	2.920.783	-	10.108	520	-	-	-	-	2.930.891	520
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.251.491	1.887.183	9.369.445	11.210.471	1.677.106	1.811.019	1.318.452	1.237.600	-	-	14.616.494	16.146.273
Otros activos financieros no corrientes	4	5	3.331.549	2.904.813	18.518	6.599	-	12	-	-	3.350.071	2.911.429
Otros activos no financieros no corrientes	20	49	2.048.622	2.993.253	20.162	19.717	-	-	-	-	2.068.804	3.013.019
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	263	377	579.521	450.387	8.122	16.252	-	-	-	-	587.906	467.016
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	18	26	-	-	-	-	-	-	-	-	18	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	157	135	-	-	3.368	13.613	-	-	-	-	3.525	13.748
Activos intangibles distintos de la plusvalía	98.187	73.985	2.680.066	3.978.918	82.496	100.569	54.977	52.179	-	-	2.915.726	4.205.651
Propiedades, planta y equipo	2.152.802	1.812.557	24.642	28.059	1.529.916	1.632.486	1.211.831	1.153.472	-	-	4.919.191	4.626.574
Propiedad de inversión	-	-	7.627	6.272	-	-	-	-	-	-	7.627	6.272
Activos por derecho de uso	40	49	37.249	62.826	14.524	17.944	43.375	31.937	-	-	95.188	112.756
Activos por impuestos diferidos	-	-	660.169	785.943	-	3.839	8.269	-	-	-	668.438	789.782
TOTAL ACTIVOS	2.540.448	2.159.305	15.507.644	15.244.339	2.308.643	2.231.445	1.500.950	1.446.051	-	(49)	21.857.685	21.081.091

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 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES	1.135.510	902.066	6.135.469	4.474.546	661.638	550.502	270.822	315.498	-	(49)	8.203.439	6.242.563				
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	590.933	463.072	173.298	220.389	44.967	69.837	-	-	809.198	753.298				
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	14	11.978	17.378	2.949	3.281	7.815	16.122	-	-	22.756	36.795				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	998.666	797.949	1.938.148	2.538.667	329.073	264.665	120.407	166.340	-	-	3.386.294	3.767.621				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	29.946	42.444	815.688	1.249.196	69.167	15.602	52.572	35.669	-	(49)	967.373	1.342.862				
Otras provisiones corrientes	40.014	43.269	78.378	75.926	7.766	10.715	7.809	5.008	-	-	133.967	134.918				
Pasivos por impuestos corrientes	47.823	-	3.528	-	62.303	16.094	10.713	6.591	-	-	124.367	22.685				
Otros pasivos no financieros corrientes	19.047	18.390	69.162	130.307	17.082	19.756	26.539	15.931	-	-	131.830	184.384				
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.627.654	-	-	-	-	-	-	-	2.627.654	-				
PASIVOS NO CORRIENTES	562.504	558.266	6.466.960	7.273.663	935.861	887.339	453.174	435.640	-	-	8.418.499	9.154.908				
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.846.330	1.608.594	870.805	794.478	393.681	379.487	-	-	3.110.816	2.782.559				
Pasivos por arrendamientos no corrientes	8	24	27.710	49.844	12.663	15.578	14.168	16.786	-	-	54.549	82.232				
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	30.374	53.914	2.400.686	2.623.702	205	231	923	591	-	-	2.432.188	2.678.438				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	17.537	40.821	371.620	958.052	-	-	-	-	-	-	389.157	998.873				
Otras provisiones no corrientes	15.206	19.063	501.068	676.518	7.099	9.379	417	415	-	-	523.790	705.375				
Pasivo por impuestos diferidos	469.935	405.082	314	4.684	(2.562)	-	40.006	33.976	-	-	507.693	443.742				
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	10.593	13.197	1.315.621	1.311.655	47.651	67.673	2.630	3.031	-	-	1.376.495	1.395.556				
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.851	26.165	3.611	40.614	-	-	1.349	1.354	-	-	23.811	68.133				
PATRIMONIO NETO	842.434	698.973	2.905.215	3.496.130	711.144	793.604	776.954	694.913	-	-	5.235.747	5.683.620				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	842.434	698.973	2.905.215	3.496.130	711.144	793.604	776.954	694.913	-	-	5.235.747	5.683.620				
Capital emitido y pagado	761.528	652.952	2.520.674	2.182.599	-	3.314	133.722	133.152	-	-	3.415.924	2.972.017				
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(278.573)	(262.208)	(1.018.836)	(758.693)	224.799	248.707	583.145	501.709	-	-	(489.465)	(270.485)				
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	46.819	-	-	-	-	46.819				
Otras reservas	359.479	308.229	1.403.377	2.072.224	486.345	494.764	60.087	60.052	-	-	2.309.288	2.935.269				
Total Patrimonio Neto y Pasivos	2.540.448	2.159.305	15.507.644	15.244.339	2.308.643	2.231.445	1.500.950	1.446.051	-	(49)	21.857.685	21.081.091				

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 nueve meses

Línea de Negocio	Distribución												Totales
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones			
		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	
INGRESOS	669.517	568.477	6.387.243	6.418.207	1.366.020	1.258.076	759.128	669.558	(2)	(49)	9.181.906	8.914.269	
Ingresos de actividades ordinarias	653.672	561.889	5.120.241	5.402.266	1.352.715	1.243.902	755.299	666.432	-	-	7.881.927	7.874.489	
Ventas de energía	619.934	535.656	4.391.512	4.840.929	657.724	634.297	712.401	630.914	-	-	6.381.571	6.641.796	
Otras ventas	3.487	2.070	-	-	1.005	1.637	138	1.002	-	-	4.630	4.709	
Otras prestaciones de servicios	30.251	24.163	728.729	561.337	693.986	607.968	42.760	34.516	-	-	1.495.726	1.227.984	
Otros ingresos	15.845	6.588	1.267.002	1.015.941	13.305	14.174	3.829	3.126	(2)	(49)	1.299.979	1.039.780	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(508.624)	(386.316)	(4.579.639)	(4.825.180)	(773.663)	(741.444)	(506.263)	(443.553)	-	-	(6.368.189)	(6.396.493)	
Compras de energía	(470.493)	(357.886)	(2.867.131)	(3.459.083)	(512.769)	(547.779)	(473.083)	(413.499)	-	-	(4.323.476)	(4.778.247)	
Consumo de combustible	-	-	-	(87)	-	-	-	-	-	-	-	(87)	
Gastos de transporte	(9.876)	(10.868)	(529.150)	(484.929)	(178.917)	(130.759)	-	-	-	-	(717.943)	(626.556)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(28.255)	(17.562)	(1.183.358)	(881.081)	(81.977)	(62.906)	(33.180)	(30.054)	-	-	(1.326.770)	(991.603)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	160.893	182.161	1.807.604	1.593.027	592.357	516.632	252.865	226.005	(2)	(49)	2.813.717	2.517.776	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	43.195	30.498	82.794	72.488	21.776	21.620	11.762	8.757	-	-	159.527	133.363	
Gastos por beneficios a los empleados	(135.920)	(104.623)	(226.569)	(235.268)	(46.398)	(50.661)	(27.448)	(27.609)	-	-	(436.335)	(418.161)	
Otros gastos, por naturaleza	(121.524)	(93.583)	(469.845)	(439.114)	(62.980)	(74.561)	(36.701)	(36.147)	2	49	(691.048)	(643.356)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(53.356)	14.453	1.193.984	991.133	504.755	413.030	200.478	171.006	-	-	1.845.861	1.589.622	
Gasto por depreciación y amortización	(70.778)	(56.906)	(320.340)	(273.922)	(92.991)	(91.348)	(47.603)	(43.951)	-	-	(531.712)	(466.127)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(786.278)	-	-	-	-	-	-	-	(786.278)	-	
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(15.015)	(2.697)	(204.139)	(224.861)	(15.395)	(7.536)	(7.388)	(4.613)	-	-	(241.937)	(239.707)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(139.149)	(45.150)	(116.773)	492.350	396.369	314.146	145.487	122.442	-	-	285.934	883.788	
RESULTADO FINANCIERO	214.792	10.823	(512.184)	(232.766)	(48.516)	(39.781)	(12.923)	(18.785)	-	-	(358.831)	(280.509)	
Ingresos financieros	19.479	15.114	226.619	112.455	18.780	8.039	5.946	3.085	-	-	270.824	138.693	
Efectivo y otros medios equivalentes	12.787	9.934	15.222	3.959	309	1.421	1.417	103	-	-	29.735	15.417	
Otros ingresos financieros	6.692	5.180	211.397	108.496	18.471	6.618	4.529	2.982	-	-	241.089	123.276	
Costos financieros	(264.202)	(184.703)	(723.423)	(342.188)	(57.141)	(44.998)	(20.566)	(17.657)	-	-	(1.065.332)	(589.546)	
Préstamos bancarios	(9)	(365)	(20.880)	(51.765)	(3.376)	(6.002)	(4.669)	(3.091)	-	-	(28.934)	(61.223)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(111.675)	(49.802)	(7.259)	(30.218)	(13.909)	(14.400)	-	-	(132.843)	(94.420)	
Otros	(264.193)	(184.338)	(590.868)	(240.621)	(46.506)	(8.778)	(1.988)	(1.66)	-	-	(903.555)	(433.903)	
Resultados por Unidades de Reajuste	464.236	186.960	-	-	-	-	-	-	-	-	464.236	186.960	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(4.721)	(6.548)	(15.380)	(3.033)	(10.155)	(2.822)	1.697	(4.213)	-	-	(28.559)	(16.616)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	16	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	16	(13)	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	4.384	433	-	-	8	25	-	-	4.392	458	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	458	-	-	-	-	-	-	-	458	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	4.384	(25)	-	-	8	25	-	-	4.392	-	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	75.659	(34.340)	(624.573)	260.017	347.853	274.365	132.572	103.682	-	-	(68.489)	603.724	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(48.423)	(125.605)	(30.775)	(88.424)	(123.906)	(82.753)	(41.960)	(37.186)	-	-	(245.064)	(333.968)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	27.236	(159.945)	(655.348)	171.593	223.947	191.612	90.612	66.496	-	-	(313.553)	269.756	
GANANCIA (PÉRDIDA)	27.236	(159.945)	(655.348)	171.593	223.947	191.612	90.612	66.496	-	-	(313.553)	269.756	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros nueve meses

Línea de Negocio	Distribución												Totales
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones			
		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021		
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	194.352	209.898	997.071	(184.004)	527.588	337.017	175.630	173.800	-	-	1.894.641	536.711	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(147.249)	(139.138)	(985.849)	(725.107)	(238.403)	(256.277)	(129.003)	(115.366)	-	-	(1.500.504)	(1.235.888)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.184)	(66.238)	(17.735)	635.128	(122.802)	(129.714)	(53.390)	(13.139)	-	-	(225.111)	426.037	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

36.1 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 30.09.2022	al 31.12.2021
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	16.699	US\$	38.649	41.953
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	3.811	US\$	1.019	2.099
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	11.393	US\$	52.918	59.626
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	22.943	US\$	14.453	26.096
Varios Acreedores	EGP Brasil	Acreedor	Varios	Escrow Account	US\$	586.493	US\$	374.039	321.352
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	-	US\$	-	8.638
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	35.714	US\$	6.513	16.520
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	2.414	US\$	606	2.221

Al 30 de septiembre 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\$ 54.827 y MUS\$ 85.317, respectivamente (ver Nota 17.c.ii).

Al 30 de septiembre de 2022, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 68.531.799 (MUS\$ 68.628.702 al 31 de diciembre de 2021).

36.2 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 30.09.2022	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\$	51.345	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\$	246.581	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\$	39.282	39.458
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	36.882	37.115
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	22.109	22.249
Prestamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	4.787	9.927
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	49.336
Bonos	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	130.046	256.055
Prestamo Bancario	BEI 4131	Septiembre 2037	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS\$	118.642	-
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Enel Brasil	Aval	US\$	31.393	31.363
Prestamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	EGP Brasil	Aval	US\$	13.040	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 30.09.2022	al 31.12.2021
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	45.837	51.014
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	47.708	53.096
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	41.000	45.631
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	42.674	47.493
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	EGP Brasil	Aval	US\$	13.532	13.865
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	EGP Brasil	Aval	US\$	3.169	3.247
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	EGP Brasil	Aval	US\$	13.554	13.888
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	EGP Brasil	Aval	US\$	13.619	13.954
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.040	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	10.607	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	19.762	26.951

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	15.911	17.941
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	29.643	40.427
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.040	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	10.607	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	19.762	26.951
Prestamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	EGP Brasil	Aval	US\$	13.072	13.377
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	85.322	88.970
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	44.640	48.469
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 450839	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	8.076	-
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 450841	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	2.021	-
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 463919	Marzo 2026	European Investment Bank	EGP Perú	ENEL SPA	Aval	MUS\$	20.131	-
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 463920	Septiembre 2026	European Investment Bank	EGP Perú	ENEL SPA	Aval	MUS\$	4.026	-
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 463921	Septiembre 2031	European Investment Bank	EGP Perú	ENEL SPA	Aval	MUS\$	16.105	-
Total								1.236.965	1.410.361

(*) 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.

36.3 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, y así se ha repetido la situación hasta el cierre de estos estados financieros. El juicio se encuentra a la espera de la resolución de un recurso de casación en el fondo. Cuantía M\$10.066.484 (MUS\$ 10.509).

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 es de MARS\$3.100.000 (MUS\$21.043).

Brasil:

Enel Brasil S.A.

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 el desecho del proceso en el nivel administrativo, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. Actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL382.060 (MUS\$70.636).

Enel Distribución Ceará S.A. (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 Enel Distribución 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 Distribución Ceará 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 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 septiembre de 2022 el monto involucrado en las dos demandas es de MBRL 416.549 (MUS\$77.013).
 - (ii) 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 septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 249.874 (MUS\$46.198).
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 217.052 (MUS\$40.129).

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 septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 156.313 (MUS\$28.900).

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 septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 245.609 (MUS\$45.409).

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 con relación al cálculo de prorrateo, 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 261.466 (MUS\$48.341).
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 228.876 (MUS\$42.315).
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, 2016 y 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL 197.723 (MUS\$36.556).

Enel Distribución Goiás S.A. (ex CELG Distribuição) – (ver nota 6.1)

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 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 791.296 (MUSD\$ 146.297).
 - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 422.745 (MUS\$78.158).
 - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 398.891 (MUS\$73.748).
 - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 176.838 (MUS\$ 32.694).
 - Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 141.403 (MUS\$ 26.143).
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.º17.555 (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.º20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º20.468 ha revocado integralmente la ley N.º19.473 (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 TST. Al 30 de septiembre de 2022, el monto (estimado) involucrado en el proceso fue de MBRL 243.644 (MUS\$45.046).
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 MBRL 243.911 (MUS\$ 45.095). 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 de 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 diciembre-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 5.275.454 (MUS\$975.343), MBRL 835.103 (MUS\$154.397), MBRL 2.828.036 (MUS\$522.856) y MBRL 3.104.421 (MUS\$573.955), respectivamente, a septiembre 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 septiembre de 2022 la cuantía total involucrada es de MBRL 1.033.844 (MUS\$191.140).

Enel Distribución Río S.A. (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 CIBRAN presentó un nuevo recurso de agravio, el que se encuentra pendiente. El 30 de septiembre de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 674.167 (MUS\$124.642).
21. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Rio (Ampla Energia e Serviços) y Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL 175.760 (MUS\$32.495).
22. 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, 1.259 exempleados empezaron 744 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBR 133.193 (MUS\$24.695).

23. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. 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. Se espera sentencia. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 1.372.590 (MUS\$253.769).
24. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río S.A. 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 S.A., 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 MBRL 137.935 (MUS\$25.502).

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

25. 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 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL1.386.246 (MUS\$256.294).
26. 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.
27. 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.
28. 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 es de MBRL 166.484 (MUS\$30.780).
29. 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 es de MBRL 250.537 (MUS\$46.320).

30. 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 es de MBRL 239.346 (MUS\$44.251).
31. 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 es de MBRL 180.557. (MUS\$33.381).
32. 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 es de MBRL 169.639 (MUS\$31.363).
33. 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 es de MBRL 160.817 (MUS\$ 29.732).
34. 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 684.369 (MUS\$126.528).
35. 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 209.544 (MUS\$38.741).
36. 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 es de MBRL 163.858 (MUS\$30.295).
37. 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 es de MBRL 170.343 (MUS\$31.494).

38. 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 es de MBRL 198.979 (MUS\$36.788).
39. 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 es de MBRL 202.032 (MUS\$37.352).
40. 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 2018, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. Cuantía del litigio es de MBRL 270.642 (MUS\$50.037).
41. 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 Líquida (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 746.657 (MUS\$138.044)
42. Socrel – Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda. ha presentado una acción contra Enel Distribución Sao Paulo 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 septiembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 288.478 (MUS\$55.335).
43. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL que ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo. ENEL Sao Paulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL198.292 (MUS\$36.661).

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 Energía 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 septiembre de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 647.238 (MUS\$ 119.663).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

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. 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. En resolución notificada el 28 de julio del 2022, la Sala Primera ha resuelto que el Tribunal Arbitral no tiene competencia para conocer de la disputa. Contra la resolución, el 8 de agosto del 2022 Chucás ha presentado los recursos de incidente de nulidad de actuaciones, incidente de nulidad con posterioridad a la sentencia firma y una demanda de revisión. Estos escritos están pendientes de resolución. Al 30 de septiembre 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 y (ii) tratamiento justo y equitativo.

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\$ 116.017 al 30 de septiembre 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.

36.4 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.
Acreedor	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	0,86	0,27	0,33	0,07
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	Cred. con Inst. Fin. y Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin. y Bonos 8va emisión	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	Scotiabank, Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC, Citi.	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	2,54	2,56	1,14	0,31
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Si	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: BRELPLDBS0V6; BRELPLDBS001	ISIN: BRELPLDBS0X2; BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100		
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	1,28	1,27	1,27	2,25
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 septiembre 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.

36.5 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 al 30 de septiembre de 2022 no se ven afectados significativamente por los efectos de la pandemia de COVID-19.

36.6 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 septiembre de 2022 no hay otras actualizaciones que mencionar al respecto.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

A partir del año 2015 se produjo la operación inicial de la Central Vuelta Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. 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, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

Conforme lo previsto en el Acuerdo 2008-2011 que dio origen y sustento al Proyecto de la Central Vuelta de Obligado, a partir de la Habilitación Comercial de las instalaciones, entraron en vigencia a) el Contrato de Abastecimiento ("PPA" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y CAMMESA), y b) el Contrato de Gerenciamiento de la Operación y Gestión del Mantenimiento ("COyM" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y la Sociedad Gerenciadora CVOSA). Este hecho singular, marcó el comienzo de la devolución en 120 cuotas mensuales y consecutivas de las LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) aportadas por los accionistas al momento de realizarse el proyecto. 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 septiembre de 2022 las subsidiarias de generación en Argentina han cobrado 53 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de septiembre de 2022 asciende a MUS\$ 238.822 (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\$ 160.008 (MUS\$ 180.601 al 31 de diciembre de 2021), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 63.032 (MUS\$ 72.566 al 31 de diciembre de 2021) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 15.782 (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 124.640.962 (MUS\$ 846.085) al 30 de septiembre 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 septiembre 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").

37. 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 septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente, era la siguiente:

País	al 30.09.2022			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Argentina	30	1.862	2.084	3.976
Brasil	68	5.394	3.262	8.724
Colombia	42	2.261	-	2.303
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	9	43	3	55
Guatemala	9	83	-	92
Panamá	21	36	38	95
Perú	25	1.019	-	1.044
Total	209	10.716	5.398	16.323
Promedio	205	10.595	5.412	16.212

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
Total	209	10.858	5.394	16.461
Promedio	199	10.943	5.638	16.780

38. 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.)

- 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. También existen multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto total involucrado en todos los casos es de MBRL 12.881 (MUS\$2.381).
- La compañía recibió en agosto de 2022, multa por no registrar notas fiscales. El monto involucrado es de MBRL 33.300 (MUS\$6.157).

2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará)

- 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. También existen multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto total involucrado en todos los casos es de MBRL 1.580 (MUS\$292).
- 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 1.105 (MUS\$ 204).

3. Enel Distribución Goiás S.A. (ex CELG Distribuição S.A) – (ver nota 6.1)

- 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 septiembre de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 49.897 (MUS\$ 9.225).
- 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 septiembre de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 28.917 (MUS\$5.346).
- En 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica – 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 septiembre de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 46.752 (MUS\$8.644).

4. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo)

- Se ha multado ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. Se aguarda fallo. El 30 de septiembre de 2022 el monto involucrado es de MBRL 76.239 (MUS\$14.095).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía a diciembre de 2022 , con respecto al año 2021. En septiembre de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 95.872 (MUS\$17.725).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$9.634 (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.

39. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 30 de septiembre 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 nueve 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.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	78	-	78	-	31/12/2023	78	592
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	234	-	234	3.816	31/12/2022	4.050	4.367
	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	996	990	6	3.616	31/12/2027	4.612	5.315
	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	168	167	1	139	31/12/2023	307	388
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	63	-	63	-	31/12/2022	63	65
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	232	-	232	134	31/12/2022	366	159
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	44	31/12/2022	44	19
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	181	-	181	56	31/12/2022	237	59
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	199	-	199	1	31/12/2022	200	68
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	49	-	49	32	31/12/2022	81	7
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	13	-	13	12	31/12/2022	25	35
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	7	31/12/2022	7	49
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	6	-	6	22	31/12/2022	28	45
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	116	-	116	2	31/12/2022	118	40
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	19	-	19	3	31/12/2022	22	34
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medioambiente	En proceso	14	-	14	11	31/12/2022	25	78
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	9	-	9	8	31/12/2022	17	27
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	184	-	184	95	31/12/2022	279	269
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	-	-	-	3	31/12/2022	3	-
	Total				2.561	1.157	1.404	8.004	-	10.564

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros nueve meses

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2021				Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro		
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso				4.367	31/12/2022	4.367
		Ley 99	En proceso	296		296	296	31/12/2022	592
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	65		65		31/21/2021	65
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	84	57	27	5.231	31/12/2027	5.315
		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	71	70	2	317	31/12/2021	388
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	159		159		31/12/2021	159
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	19		19		31/12/2021	19
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	59		59		31/12/2021	59
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	68		68		31/12/2021	68
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	7		7		31/12/2021	7
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	3		3		31/12/2021	3
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	27		27	7	31/12/2021	35
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	40		40	9	31/12/2021	49
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	24		24	21	31/12/2021	45
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	39		39	1	31/12/2021	40
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	29		29	5	31/12/2021	34
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevección	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la	En proceso	33		33	45	31/12/2021	78
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-		-	5	31/12/2021	5
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	13		13	15	31/12/2021	27
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	221		221	48	31/12/2021	269
Total				1.255	126	1.129	10.368	-	11.623

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

miles de dólares estadounidenses - MUSS

		al 30.09.2022																	
	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	9.960	550.987	560.947	118	-	560.829	560.947	-	(28)	(28)	(1.484)	(1.484)	2.776	1.292	673	1.965	(142.537)	(140.572)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	81.399	234.175	315.574	66.947	37.625	211.002	315.574	74.457	(2.410)	72.047	34.153	1.831	6.612	8.477	14.794	23.271	(48.540)	(25.269)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	78.066	192.547	270.613	41.879	56.570	172.164	270.613	29.044	(2.477)	26.567	17.266	2.997	(22.845)	(18.888)	(3.080)	(21.968)	(76.980)	(86.948)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	288.957	2.251.491	2.540.448	1.135.508	562.504	842.436	2.540.448	669.516	(508.624)	160.892	(53.356)	(139.149)	214.791	75.659	(48.423)	27.236	(211.751)	(184.515)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	14.175	1.165	15.340	14.653	-	687	15.340	1.675	(138)	1.537	207	(94)	(1.019)	(1.114)	-	(1.114)	(866)	(2.010)
Dock Sud S.A.	Individual	153.075	176.436	329.511	16.224	24.439	288.848	329.511	54.890	(3.012)	51.878	40.128	20.250	(36.068)	(15.818)	2.769	(13.049)	(78.359)	(91.408)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	230.324	804.107	1.034.431	90.369	94.195	849.867	1.034.431	102.643	(5.991)	96.652	48.834	2.243	(54.987)	(40.543)	20.046	(20.497)	(239.926)	(280.423)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	375.225	4.097.850	4.473.075	906.829	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	378	129.597
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	184.367	(92.760)	91.607	86.962	2.051	5.234	7.290	(2.638)	4.652	1.086	5.738
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	64.915	108.231	173.146	64.287	14.966	93.893	173.146	99.563	(55.266)	44.297	36.546	28.810	(1.309)	27.507	(9.471)	18.036	1.024	19.060
EGP Volta Grande	Individual	40.282	287.287	327.569	43.672	146.885	136.992	327.569	51.034	(8.417)	42.617	39.587	39.484	(9.898)	29.587	(10.104)	19.483	3.257	22.740
Enel Cien S.A.	Individual	25.518	128.686	154.204	14.905	306	138.993	154.204	45.633	(49)	45.584	40.382	35.964	1.610	37.580	(12.840)	24.740	2.924	27.664
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	779.272	1.847.355	2.426.627	783.814	932.570	710.243	2.426.627	1.244.343	(900.581)	343.762	231.846	156.062	(64.540)	92.477	(16.727)	75.750	10.336	86.086
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	743.205	2.475.788	3.218.993	1.131.414	1.194.669	892.910	3.218.993	1.129.163	(800.130)	329.033	200.584	57.212	(118.705)	(61.369)	19.963	(41.406)	(971)	(42.377)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	830.733	2.091.056	2.921.789	1.507.501	1.123.097	291.191	2.921.789	1.322.791	(1.018.882)	303.909	139.086	(740.636)	(137.038)	(877.286)	29.267	(848.019)	37.793	(810.226)
Enel X Brasil S.A.	Individual	29.366	76.547	105.913	53.381	643	51.889	105.913	11.803	(3.094)	8.719	(4.067)	(4.592)	2.222	(2.363)	771	(1.592)	1.016	(576)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.701.591	5.246.300	6.947.891	1.597.301	4.339.720	1.010.870	6.947.891	2.691.139	(1.880.047)	831.092	622.467	410.588	(191.901)	222.194	(63.278)	158.916	(31.124)	127.792
Grupo Enel Brasil	Consolidado	6.955.595	14.861.517	21.817.112	6.044.184	7.960.726	7.812.202	21.817.112	7.181.839	(4.728.183)	2.453.656	1.677.575	163.451	(397.856)	(245.880)	(146.883)	(392.763)	139.097	(253.666)
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	1.022.602	4.900.327	5.922.929	1.279.567	1.414.593	2.828.769	5.922.929	1.936.835	(785.308)	1.150.527	1.024.621	891.010	(85.756)	880.571	(288.157)	592.414	(245.704)	346.710
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	278.853	(168.840)	110.013	91.120	67.273	(10.619)	56.654	(19.636)	37.018	5.387	42.405
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	-	-	-	-	-	-	-	9.552	(11.119)	(1.567)	(5.105)	(5.686)	(3.807)	(9.475)	3.396	(6.089)	(5.236)	(11.325)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	41.708	108.625	150.333	3.473	-	146.860	150.333	1.733	-	1.733	(216)	(1.135)	1.151	16	204	220	-	220
PH Chucas S.A.	Individual	8.834	160.742	169.576	81.817	49.000	38.759	169.576	12.026	-	12.026	9.381	5.244	(1.537)	3.707	(170)	3.537	-	3.537
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	11.248	4.147	15.395	14.448	1.678	(731)	15.395	41.874	(36.884)	5.790	547	56	(132)	231	(13)	218	-	218
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	24.181	35.275	59.456	1.343	3.051	55.062	59.456	12.515	(1.477)	11.038	9.092	8.146	(203)	7.943	(980)	6.963	-	6.963
Generadora Montecristo S.A.	Individual	79.471	21.386	100.857	69.883	9.284	21.690	100.857	1.734	(6)	1.728	1.045	405	654	1.060	(246)	814	-	814
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	54.054	323.599	377.653	3.532	-	374.121	377.653	29.377	(5.197)	24.180	19.713	13.261	4	13.272	(1.377)	11.895	-	11.895
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	16.609	21.530	38.139	536	-	37.603	38.139	2.515	(54)	2.461	2.058	1.510	2	1.522	(207)	1.315	-	1.315
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	133.202	218.025	351.227	103.127	31.184	216.916	351.227	4.703	(263)	4.440	1.438	(38)	637	42.813	(223)	42.590	-	42.590
Enel Solar S.R.L.	Individual	4.609	66.602	71.211	51.532	16.606	71.211	16.606	8.105	(1.022)	7.083	6.057	3.208	(1.477)	1.731	(498)	1.233	-	1.233
Enel Fortuna S.A.	Individual	149.894	353.340	503.234	25.299	40.266	437.669	503.234	131.568	(60.464)	71.104	59.914	49.682	870	50.553	(14.936)	35.617	-	35.617
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.323.836	5.062.439	6.386.275	1.419.913	1.563.698	3.402.664	6.386.275	2.478.396	(1.063.481)	1.414.915	1.238.237	1.038.666	(111.507)	927.201	(330.466)	596.735	(162.191)	414.544
Enel Perú S.A.C.	Individual	36.657	959.502	996.359	96.713	-	899.646	996.359	-	-	-	(41)	(41)	(642)	167.431	(33)	167.398	2.632	170.030
Enel Generación Perú S.A.	Individual	172.900	831.082	1.003.382	291.135	214.799	497.448	1.003.382	396.269	(145.690)	250.579	204.373	177.461	(150)	196.742	(51.989)	144.753	7.026	151.779
Chinango S.A.C.	Individual	15.278	131.395	146.673	9.218	37.372	100.083	146.673	44.989	(6.702)	37.687	33.970	31.352	330	31.682	(9.353)	22.329	447	22.776
Enel Generación Piura S.A.	Individual	32.040	150.817	182.857	51.536	62.988	68.333	182.857	63.294	(20.145)	43.149	38.477	29.507	521	30.028	(8.873)	21.155	1.112	22.267
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	162.498	1.318.451	1.500.949	270.821	453.174	776.954	1.500.949	759.128	(506.262)	252.866	200.479	145.488	(12.923)	132.573	(41.960)	90.613	(773)	89.840
Grupo Enel Perú	Consolidado	387.401	2.358.146	2.745.547	675.913	754.984	1.314.650	2.745.547	1.102.008	(526.905)	575.103	472.020	380.471	(13.047)	367.430	(111.328)	256.102	3.454	259.556
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	118.212	497.008	615.220	89.610	257.979	267.631	615.220	33.680	(3.112)	30.568	22.543	11.523	(1.159)	10.364	(4.382)	5.982	6.094	12.076

	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 Impuestos	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)	40.593	(1.167)	39.426	2.367	41.793
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	98.322	214.098	312.420	103.366	48.267	160.787	312.420	105.074	(4.696)	100.376	53.487	(65.458)	6.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.536)	(93.303)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.054	317.527	18.831	54.753	246.983	317.527	41.640	(3.787)	37.765	27.188	10.081	(26.108)	(15.000)	(6.414)	(20.414)	(44.420)	(64.834)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	272.120	1.897.184	2.169.304	902.066	558.266	698.972	2.169.304	793.771	(528.448)	265.323	22.631	(68.632)	28.990	(40.010)	(138.481)	(178.491)	(128.698)	(307.189)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	16.049	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)
Docu Sud S.A.	Individual	134.881	165.382	300.263	15.407	26.196	258.660	300.263	79.637	(8.783)	70.854	55.096	23.190	(27.150)	(3.960)	(3.078)	(7.038)	(37.686)	(44.724)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	258.643	751.345	1.009.988	117.486	103.021	789.481	1.009.988	146.262	(10.881)	135.701	76.676	(85.023)	(47.245)	6.960	(207.260)	(200.320)	(133.381)	(333.671)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	317.594	3.656.821	3.974.415	627.146	592.160	2.755.489	3.974.415	538.390	(293.468)	244.912	199.332	134.891	(44.368)	95.507	(23.533)	66.974	967.176	434.148
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	107.101	112.995	226.096	63.916	264	161.926	226.096	326.889	(209.990)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	98.972
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	262.713	112.995	375.572	247.881	47.416	80.275	375.572	1.428.563	(1.351.052)	77.501	64.205	51.686	(43.147)	6.539	(3.077)	5.462	(4.086)	1.374
EGP Volta Grande	Individual	27.698	275.045	302.743	28.297	134.477	139.969	302.743	81.056	(13.624)	67.432	63.608	63.458	(19.344)	44.114	(14.116)	29.998	(8.874)	21.124
Enel Cien S.A.	Individual	27.239	128.169	153.458	18.516	239	137.701	153.458	54.619	(14)	54.605	47.255	41.826	926	42.752	(14.113)	28.639	(9.536)	20.003
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	3.857	6.411	170	4.605	1.636	6.411	481	-	481	(56)	(560)	3.838	3.277	(4.373)	(1.096)	(339)	(1.495)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	5.955	7.939	273	149	7.517	7.939	487	-	487	(109)	(1.980)	2.818	838	751	1.589	(884)	705
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	709.815	1.396.726	2.106.541	649.178	805.148	652.215	2.106.541	1.511.849	(1.099.328)	412.521	280.045	168.549	(49.867)	119.092	(27.906)	91.186	(41.696)	49.490
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	780.471	2.205.682	2.986.153	1.045.787	1.255.747	884.609	2.986.153	1.581.080	(1.147.521)	433.559	282.304	98.040	(78.981)	19.179	(3.027)	16.152	(37.703)	(21.951)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	870.735	2.813.350	3.684.085	1.182.729	1.239.900	1.061.456	3.684.085	1.820.216	(1.469.987)	351.229	162.818	35.439	(83.657)	(27.959)	5.999	(21.960)	(71.438)	(83.396)
Enel X Brasil S.A.	Individual	41.242	36.962	78.204	52.759	771	44.674	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	(2.920)	51	(2.869)	3.427	558	(2.339)	(1.681)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.680.174	4.994.713	6.674.887	1.604.168	3.972.867	1.097.852	6.674.887	3.848.367	(2.857.634)	990.733	708.896	431.466	(156.850)	274.607	(77.987)	196.620	(107.521)	89.099
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.195	16.362.724	21.172.919	4.981.114	8.554.845	7.636.960	21.172.919	10.970.586	(8.316.744)	2.653.842	1.791.111	1.061.569	(430.128)	631.964	(167.187)	464.777	(459.066)	5.711
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	163.479	2.056.524	2.220.003	371.669	595.042	1.253.292	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	650.502	887.338	793.606	2.231.446	1.706.529	(1.011.914)	694.615	554.576	418.138	(54.954)	364.129	(107.270)	256.859	(136.905)	119.953
Enel Peru S.A.C.	Individual	39.474	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 Peru S.A.	Individual	193.318	836.620	1.029.938	202.454	212.314	618.170	1.029.938	430.578	(150.736)	279.843	223.756	185.249	5.025	205.952	(58.121)	147.831	(56.161)	91.670
Chinango S.A.C.	Individual	11.011	131.687	142.698	5.229	36.288	101.181	142.698	46.927	(4.837)	42.090	37.273	33.863	86	33.949	(9.990)	23.959	(7.526)	16.333
Enel Generación Piura S.A.	Individual	41.703	149.223	190.926	23.527	60.834	106.965	190.926	74.242	(23.989)	50.253	41.269	31.196	(6.215)	25.881	(8.109)	17.772	(8.218)	9.564
Enel Distribución Peru S.A.	Individual	203.451	1.237.600	1.448.051	318.468	433.940	894.913	1.448.051	895.367	(604.987)	290.380	219.993	154.164	(21.004)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013
Grupo Enel Peru	Consolidado	457.824	2.284.464	2.742.288	679.706	732.624	1.329.958	2.742.288	1.286.952	(651.370)	635.582	500.382	381.992	(24.677)	357.340	(117.996)	239.344	(112.424)	126.920
Enel Green Power Colombia S.A. S Esp	Individual	28.486	381.808	410.294	77.666	18.672	313.956	410.294	27.902	(23.733)	4.169	(1.721)	(4.324)	2.393	(1.932)	1.272	(659)	(6.118)	(6.778)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	44.186	109.554	152.740	6.100	-	146.640	152.740	2.955	-	2.955	426	268	1.045	1.313	(67)	1.246	-	1.246
PH Chuacús S.A.	Individual	6.621	167.709	174.330	83.123	55.985	95.222	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	6.331	2.225	11.556	12.253	254	(91)	11.556	48.821	(41.766)	7.055	1.086	833	(149)	732	(207)	525	-	525
Generadora de Occidente Ltda	Individual	47.367	36.068	83.435	1.380	3.056	76.999	83.435	12.300	(1.345)	10.955	8.034	7.072	(191)	6.888	(906)	5.982	-	5.982
Generadora Montecristo S.A.	Individual	92.338	19.720	112.058	80.495	9.287	22.276	112.058	1.300	70	1.370	(139)	(576)	(76)	(645)	(238)	(883)	-	(883)
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	46.489	326.025	372.514	3.688	-	368.826	372.514	39.604	(6.986)	32.618	25.188	18.715	(2)	18.743	(543)	18.200	-	18.200
Techopuá S.A.	Individual	1.071	16.460	17.531	429	-	17.102	17.531	3.388	(361)	3.027	1.776	1.250	21	1.284	(223)	1.061	-	1.061
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.025	37.527	840	-	36.687	37.527	2.196	(51)	2.145	1.693	1.112	(7)	1.104	(158)	946	-	946
Enel Green Power Panamá S.A.	Individual	181.759	216.064	397.823	138.733	33.765	228.325	397.823	4.921	(484)	4.437	1.756	1.409	529	33.162	(3.289)	29.903	-	29.903
Enel Fortuna S.A.	Individual	176.198	367.868	544.066	54.066	39.805	486.382	544.066	135.202	(19.318)	115.884	102.333	92.745	967	93.712	(27.055)	66.657	-	66.657
Enel Solar S.R.L.	Individual	2.732	68.919	71.651	53.048	3.230	18.373	71.651	7.461	(734)	6.727	5.389	2.487	(1.383)	1.104	(309)	795	-	795
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	123.483	380.781	504.264	71.765	176.945	255.544	504.264	33.000	(2.906)	30.093	21.361	12.338	(6.151)	7.187	(7.195)	(568)	(810)	(1.377)

41. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de octubre 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 30.09.2022			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	Distrilec 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	Guavepo 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	Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	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 Generacion Electrica 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 Eolica 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 Chucás 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 Chucás 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 30.09.2022			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 Goiás 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 Energia 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 Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Caruaru Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Jaboatão Energia 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 Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energia 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 Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 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 Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 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 Eólico 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 Ângela 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 30.09.2022			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%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 02 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 03 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.	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 30.09.2022								Total
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	238	256.093	158	347.401	108.263	26.857	758.933	-	1.497.943
Otros activos financieros corrientes	128	34.157	-	38.238	151	103.688	82.618	-	258.980
Otros activos no financieros corrientes	4.441	79.431	-	13.378	41.638	25.190	527.559	83	691.720
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.565	83.653	-	347.876	152.736	300.257	2.222.219	-	3.108.306
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	2.655	8.942	4.738	862	268	26	572	-	18.083
Inventarios corrientes	-	8.382	-	91.064	55.314	83.438	322.842	-	561.140
Activos por impuestos corrientes	9.448	15.656	-	1.272	1.775	10.768	109.781	-	148.700
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	164.569	-	-	2.919.041	-	3.083.610
Total Activo Corriente	18.475	486.314	4.896	1.004.660	360.145	550.224	6.943.665	83	9.368.462
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	111.326	-	19.444	-	27.613	3.720.889	-	3.879.272
Otros activos no financieros no corrientes	3.881	34.061	-	29.198	37.788	543	2.098.244	-	2.203.715
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28	188.916	-	12.511	-	7.766	613.317	-	822.538
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	3.298	-	-	18	-	-	3.316
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	2.915	113	-	3.028
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	100.844	-	142.949	77.724	112.457	3.047.192	-	3.481.166
Plusvalía	-	40.338	-	49.100	243.698	6.950	1.140.831	-	1.480.917
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.293.324	-	3.676.447	2.070.737	2.509.996	3.995.254	-	13.545.758
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.627	-	7.627
Activos por derecho de uso	-	12.016	-	50.357	162.323	40	101.234	-	325.970
Activos por impuestos diferidos	1.499	6.527	-	15	42.455	27.116	794.208	-	871.820
Total Activos No Corriente	5.408	1.787.352	3.298	3.980.021	2.634.725	2.695.414	15.518.909	-	26.625.127
Total Activos	23.883	2.273.666	8.194	4.984.681	2.994.870	3.245.638	22.462.574	83	35.993.589

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	
Activo Corriente									
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
Total Activo Corriente	20.886	585.585	3.855	650.171	449.014	555.667	4.796.954	347	7.062.479
Activo No Corriente									
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
Total Activos No Corriente	5.926	1.969.578	-	4.314.421	2.575.821	2.301.211	16.729.466	36	27.896.459
Total Activos	26.812	2.555.163	3.855	4.964.592	3.024.835	2.856.878	21.526.420	383	34.958.938

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	Unidad de Fomento	al 30.09.2022								
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	832.708	8.101	348.589	44.843	7	384.820	518	1.619.586
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	2.975	-	5.778	7.209	14	16.414	-	32.390
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	7.214	85.143	2.258	573.846	196.669	1.038.612	2.244.089	28	4.147.859
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	12.830	269.727	755.335	9.429	1.749	3.186	65.387	-	1.117.643
Otras provisiones corrientes	-	-	54	-	38.425	10.168	43.066	78.710	-	170.423
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	14.967	-	116.710	27.299	48.081	12.587	-	219.644
Otros pasivos no financieros corrientes	-	4.899	15.502	-	20.828	36.872	31.311	156.745	32	266.189
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como	-	-	-	-	66.515	-	-	1.994.398	-	2.060.913
Total Pasivo Corriente	-	24.943	1.221.076	765.694	1.180.120	324.809	1.164.277	4.953.150	578	9.634.647
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.947.982	60.681	1.179.270	393.681	-	1.604.007	-	5.185.621
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	30.879	-	44.441	1.663	8	87.496	-	164.487
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	831	923	30.374	2.407.126	-	2.439.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	87.048	140.516	-	-	-	231.104	-	458.668
Otras provisiones no corrientes	-	-	12.094	-	47.530	49.590	15.242	512.729	-	637.185
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	41.708	-	80.978	270.636	521.604	54.765	-	969.691
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.420	905	-	61.544	3.911	14.205	1.315.621	-	1.397.606
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	24.869	-	-	18.328	27.793	14.142	-	85.132
Total Pasivo No Corriente	-	1.420	2.145.485	201.197	1.414.594	738.732	609.226	6.226.990	-	11.337.644
Total Pasivo	-	26.363	3.366.561	966.891	2.594.714	1.063.541	1.773.503	11.180.140	578	20.972.291

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
Pasivo Corriente										
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
Total Pasivo Corriente	3.311	215.382	468.274	533.655	954.960	621.830	947.154	4.050.314	654	7.795.534
Pasivo No Corriente										
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
Total Pasivo No Corriente	-	4.479	1.960.100	87.003	1.677.469	547.413	589.317	7.267.530	-	12.133.311
Total Pasivo	3.311	219.861	2.428.374	620.658	2.632.429	1.169.243	1.536.471	11.317.844	654	19.928.845

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 30.09.2022					
	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	2.191.180	397.122	148.386	1.060.536	3.797.224	615.407
Provisión de deterioro	(52.816)	(29.694)	(45.658)	(772.691)	(900.859)	(31.000)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.446	-	-	-	1.446	24.742
Provisión de deterioro	(21)	-	-	-	(21)	(385)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	210.744	-	-	-	210.744	237.635
Provisión de deterioro	(228)	-	-	-	(228)	(23.861)
Total	2.350.305	367.428	102.728	287.845	3.108.306	822.538

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)
Total	2.811.919	539.492	124.013	235.717	3.711.141	724.851

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 30.09.2022					
	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	13.906.169	2.605.194	5.789.940	201.393	19.696.109	2.806.587
Entre 1 y 30 días	7.331.480	190.108	1.149.806	60.349	8.481.286	250.457
Entre 31 y 60 días	2.633.151	72.522	392.227	24.599	3.025.378	97.121
Entre 61 y 90 días	1.784.416	42.205	192.803	7.339	1.977.219	49.544
Entre 91 y 120 días	1.749.696	51.689	204.018	8.842	1.953.714	60.531
Entre 121 y 150 días	1.755.759	34.260	206.889	9.902	1.962.648	44.162
Entre 151 y 180 días	1.783.355	31.878	251.032	11.815	2.034.387	43.693
Entre 181 y 210 días	1.623.830	34.183	206.765	46.842	1.830.595	81.025
Entre 211 y 250 días	1.928.450	30.341	197.832	10.740	2.126.282	41.081
Superior a 251 días	14.574.881	836.570	637.331	101.860	15.212.212	938.430
Total	49.071.187	3.928.950	9.228.643	483.681	58.299.830	4.412.631

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
Total	51.191.221	4.360.030	8.413.625	445.134	59.604.846	4.805.164

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros nueve meses

Cartera protestada y en cobranza judicial	2022		2021	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	290.454	54.717	668.590	123.904
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.460	33.549	13.416	52.972
Total	301.914	88.266	682.006	176.876

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 30.09.2022	al 31.12.2021
Provisión cartera no repactada	201.695	295.574
Provisión cartera repactada	13.426	21.950
Recuperos del período	(1.575)	(1.520)
Total	213.546	316.004

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 30.09.2022		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	697.109	1.661.904	1.025.520	3.830.580
Monto de las operaciones	44.678	213.546	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 30.09.2022											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		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	457.594	6.546	1.589	1.261	14.670	910	624	585	587	3.686	12.245	500.297	8.733
Grandes Clientes	154.593	3.958	395	579	162	162	43	-	-	3.291	1.062	164.245	-
Clientes Institucionales	61.764	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.764	-
Otros	241.237	2.588	1.194	682	14.508	748	581	585	587	395	11.183	274.288	8.733
Provisión Deterioro	(6.105)	(172)	(138)	(137)	(192)	(224)	(165)	(116)	(92)	(3.276)	(3.422)	(14.039)	-
Servicios no facturados	344.386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	344.386	8.721
Servicios facturados	113.208	6.545	1.589	1.261	14.670	910	624	585	587	3.686	12.245	155.910	12
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.733.586	243.911	95.532	48.283	45.861	43.252	43.069	80.440	40.494	144.530	777.969	3.296.927	606.674
Clientes Masivos	1.215.333	186.146	71.784	34.143	30.799	30.113	29.217	61.688	30.036	102.282	582.171	2.373.712	185.374
Grandes Clientes	402.488	44.431	15.173	7.877	7.913	8.663	8.434	6.098	6.755	27.672	129.134	664.638	388.655
Clientes Institucionales	115.765	13.334	8.575	6.263	7.149	4.476	5.418	12.654	3.703	14.576	66.664	258.577	32.645
Provisión Deterioro	(46.711)	(5.997)	(12.128)	(11.122)	(13.124)	(16.910)	(15.043)	(56.315)	(29.429)	(71.034)	(609.007)	(886.820)	(31.000)
Servicios no facturados	579.305	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	579.305	-
Servicios facturados	1.154.281	243.911	95.532	48.283	45.861	43.252	43.069	80.440	40.494	144.530	777.969	2.717.622	606.674
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.191.180	250.457	97.121	49.544	60.531	44.162	43.693	81.025	41.081	148.216	790.214	3.797.224	615.407
Total Provisión Deterioro	(52.816)	(6.169)	(12.266)	(11.259)	(13.316)	(17.134)	(15.208)	(56.431)	(29.521)	(74.310)	(612.429)	(900.859)	(31.000)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.138.364	244.288	84.855	38.285	47.215	27.028	28.485	24.594	11.560	73.906	177.785	2.896.365	584.407

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\$

al 31.12.2021

Cuentas Comerciales por Cobrar	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	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	380.941	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	8.708	8.119	408.233	12.193
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
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	2.217.274	374.102	125.180	62.821	72.707	47.880	42.326	111.088	41.064	112.178	693.118	3.899.738	485.000
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
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.598.215	379.555	126.931	63.270	73.883	48.227	42.652	111.564	41.551	120.886	701.237	4.307.971	497.193
Total Provisión Deterioro	(27.829)	(6.308)	(12.613)	(11.343)	(12.984)	(15.230)	(12.535)	(68.785)	(28.437)	(73.411)	(568.888)	(838.363)	(32.338)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.570.386	373.247	114.318	51.927	60.899	32.997	30.117	42.779	13.114	47.475	132.349	3.469.608	464.855

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 30.09.2022											
	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	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	457.594	6.546	1.589	1.261	14.670	910	624	585	587	15.931	500.297	8.733
Grandes Clientes	154.593	3.958	395	579	162	162	43	-	-	4.353	164.245	-
Clientes Institucionales	61.764	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.764	-
Otros	241.237	2.588	1.194	682	14.508	748	581	585	587	11.578	274.288	8.733
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.638.037	183.562	70.933	40.944	37.019	33.350	31.254	33.598	29.754	820.639	2.919.090	500.830
Clientes Masivos	1.145.520	137.412	51.485	27.640	22.887	21.845	20.689	19.254	20.395	595.443	2.062.570	124.988
Grandes Clientes	383.830	38.239	12.267	7.173	7.115	7.287	5.228	4.668	5.786	145.027	616.620	375.681
Clientes Institucionales	108.687	7.911	7.181	6.131	7.017	4.218	5.337	9.676	3.573	80.169	239.900	161
Cartera repactada	95.549	60.349	24.599	7.339	8.842	9.902	11.815	46.842	10.740	101.860	377.837	105.844
Clientes Masivos	69.812	48.734	20.299	6.503	7.912	8.267	8.528	42.434	9.641	89.008	311.138	84.749
Grandes Clientes	18.659	6.193	2.906	704	798	1.377	3.206	1.430	970	11.780	48.023	10.090
Clientes Institucionales	7.078	5.422	1.394	132	132	258	81	2.978	129	1.072	18.676	11.005
Total cartera bruta	2.191.180	250.457	97.121	49.544	60.531	44.162	43.693	81.025	41.081	938.430	3.797.224	615.407

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		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	380.941	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	16.827	408.233	12.193
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
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	2.113.807	352.457	109.956	51.754	61.799	37.878	32.692	101.521	32.813	705.509	3.600.186	339.418
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
Cartera repactada	103.467	21.645	15.224	11.067	10.908	10.002	9.634	9.567	8.251	99.787	299.552	145.582
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
Total cartera bruta	2.598.215	379.555	126.931	63.270	73.883	48.227	42.652	111.564	41.551	822.123	4.307.971	497.193

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 - MUSS

Pais	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		al 31.12.2021		al 30.09.2022		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	160.560	10.620	142.612	3.069	66.204	10.953	61.208	10.318	89.452	-	88.248	-	660.967	-	585.845	4.554	795.863	-	16.876	-	1.773.046	21.573	894.789	17.941
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	358	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358	-
Total Activo Estimado	160.560	10.620	142.970	3.069	66.204	10.953	61.208	10.318	89.452	-	88.248	-	660.967	4	585.845	4.556	795.863	-	16.876	-	1.773.046	21.577	895.147	17.943
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22.764	14.820	102.729	12.218	27.424	11.043	37.500	9.333	50.692	-	44.869	-	480.021	75.102	701.646	54.772	-	-	-	-	580.901	100.965	886.744	76.323
Total Pasivo Estimado	22.764	14.820	102.729	12.218	27.424	11.043	37.500	9.333	50.692	-	44.869	-	480.021	75.102	701.646	54.772	-	-	-	-	580.901	100.965	886.744	76.323

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Primeros nueve meses

Pais	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	183.267	11.965	170.391	3.339	89.415	11.422	57.605	9.649	87.482	-	80.559	-	670.752	24	1.163.770	4.910	795.863	-	13.454	-	1.826.779	23.441	1.485.779	17.898
Compras de Energía	25.710	16.737	47.842	12.505	28.587	11.514	33.036	9.887	50.684	-	38.623	-	487.405	75.062	1.522.215	56.345	-	-	-	-	592.396	103.313	1.641.716	78.737

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 30.09.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	137.355	526.507	692.377	1.356.239	63.067	817.048	1.062.435	1.942.550
Entre 31 y 60 días	60.909	286.925	57.678	405.512	65.958	581.141	48.616	695.715
Entre 61 y 90 días	27.319	16.824	5.606	49.749	19.513	82.550	4.599	106.662
Entre 91 y 120 días	46.832	26.495	9.450	82.777	3.198	20.119	2.535	25.852
Entre 121 y 365 días	31.221	35.060	20.228	86.509	32	65.861	18.718	84.611
Más de 365 días	-	22.596	4.576	27.172	-	20.915	77.355	98.270
Total	303.636	914.407	789.915	2.007.958	151.768	1.587.634	1.214.258	2.953.660

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 30.09.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	5.205	40.490	3.367	49.062	2.092	42.170	26.389	70.651
Entre 31 y 60 días	-	-	31.325	31.325	-	-	20.731	20.731
Entre 61 y 90 días	-	-	25.954	25.954	-	-	25.277	25.277
Entre 91 y 120 días	-	-	32.847	32.847	-	-	25.690	25.690
Entre 121 y 365 días	-	-	61.131	61.131	-	-	46.273	46.273
Más de 365 días	-	-	596.439	596.439	-	-	387.492	387.492
Total	5.205	40.490	751.063	796.758	2.092	42.170	531.852	576.114

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 30.09.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	9.824	139.687	1.497.615	1.647.126	7.868	129.069	1.730.335	1.867.272
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	12.247	-	12.247	-	9.619	-	9.619
Compra de Activos	121.922	22.808	7.595	152.325	49.718	97.856	-	147.574
Cuentas por pagar bienes y servicios	177.095	780.155	35.768	993.018	96.274	1.393.260	15.775	1.505.309
Total	308.841	954.897	1.540.978	2.804.716	153.860	1.629.804	1.746.110	3.529.774