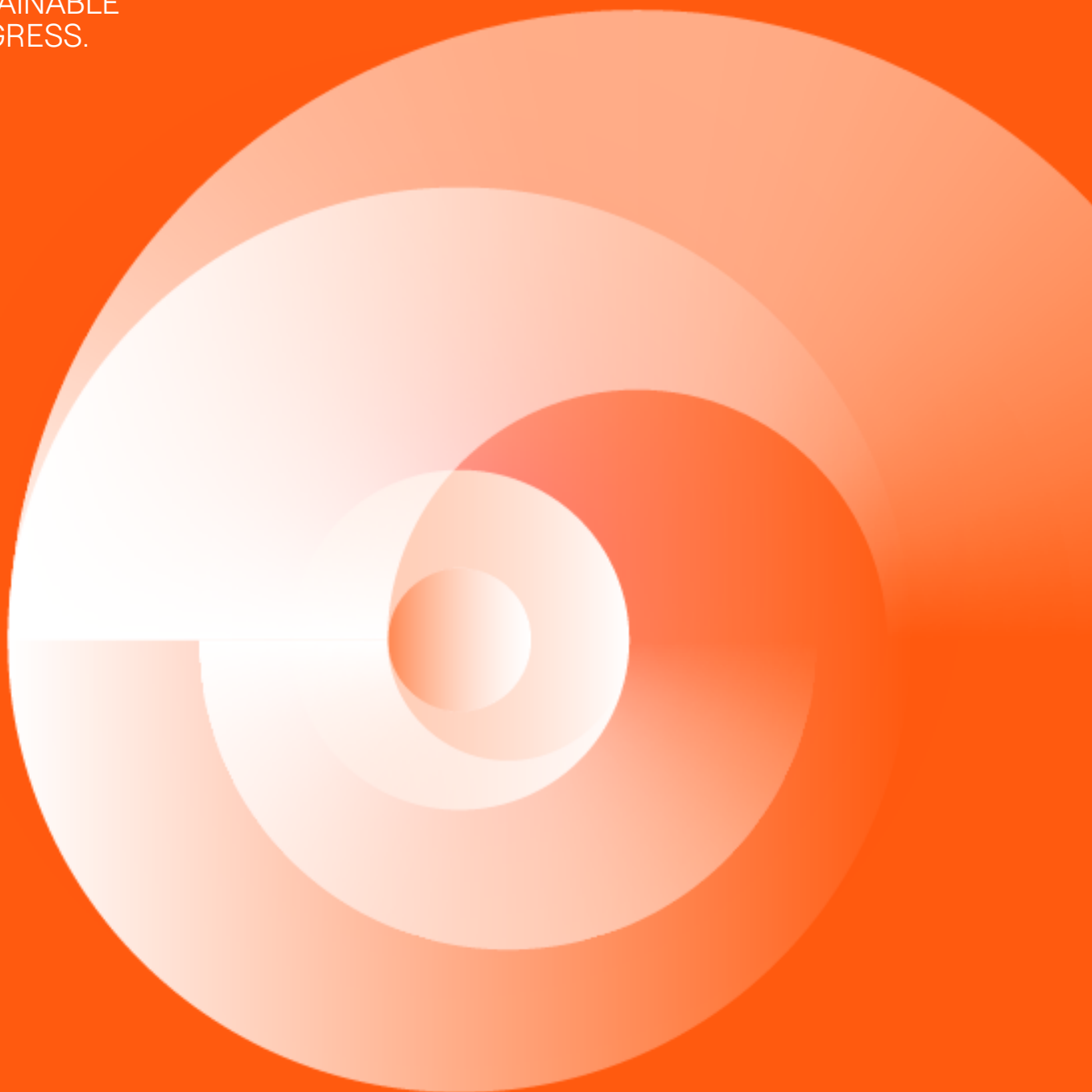


**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



Estados financieros consolidados anuales
Enel Américas y subsidiarias
2022

enel

Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	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



Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidado, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

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

Nolberto Pezzati

KPMG Ltda.

Santiago, 27 de febrero de 2023

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.121.693	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	8	215.301	312.030
Otros activos no financieros corrientes	9	727.387	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	4.434.832	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	15.951	73.759
Inventarios corrientes	12	547.447	538.276
Activos por impuestos corrientes	13	122.078	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		7.184.689	7.061.959
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	579.141	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		579.141	520
Activos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	7.763.830	7.062.479
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	8	4.169.809	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.315.593	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	479.627	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	3.692	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	5.438	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.623.120	4.756.270
Plusvalía	16	1.512.845	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	17	13.682.190	12.997.528
Propiedad de inversión		7.341	6.272
Activos por derecho de uso	18	345.939	327.953
Activos por impuestos diferidos	19	864.223	992.368
Activos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	27.009.817	27.896.459
TOTAL ACTIVOS		34.773.647	34.958.938

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.313.879	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	34.905	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.305.679	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.351.875	955.707
Otras provisiones corrientes	25	180.410	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	13	295.063	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	9	264.406	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		7.746.217	7.795.534
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	180.755	-
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		180.755	-
Pasivos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	7.926.972	7.795.534
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	5.271.125	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	176.686	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	1.964.650	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	860.651	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	25	639.533	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	19	1.030.052	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.388.421	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	68.439	134.572
Pasivos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	11.399.557	12.133.311
TOTAL PASIVOS		19.326.529	19.928.845
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.499	15.799.499
Ganancias acumuladas		5.715.317	5.768.691
Acciones propias en cartera		(272)	(272)
Otras reservas	27.5	(8.557.394)	(8.735.261)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	12.957.150	12.832.657
Participaciones no controladoras	27.6	2.489.968	2.197.436
PATRIMONIO TOTAL		15.447.118	15.030.093
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		34.773.647	34.958.938

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Nota	2022	2021	2020
ESTADOS DE RESULTADOS				
Ingresos de actividades ordinarias	28	13.566.678	14.535.024	11.238.976
Otros ingresos, por naturaleza	28	2.162.510	1.657.312	1.052.769
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	15.729.188	16.192.336	12.291.745
Materias primas y consumibles utilizados	29	(9.103.749)	(10.451.383)	(7.555.915)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	6.625.439	5.740.953	4.735.830
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		241.701	210.552	147.151
Gastos por beneficios a los empleados	30	(798.320)	(729.902)	(565.046)
Gasto por depreciación y amortización	31	(1.108.757)	(993.096)	(858.099)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(1.265.718)	(100.057)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(289.515)	(345.172)	(242.372)
Otros gastos por naturaleza	32	(1.243.884)	(1.119.232)	(1.065.278)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	2.160.946	2.664.046	2.152.186
Otras ganancias (pérdidas)	33	(336.870)	3.218	4.671
Ingresos financieros	34	515.809	295.442	222.406
Costos financieros	34	(1.553.546)	(1.052.065)	(768.453)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	169	1.181	3.133
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	19.801	(1.686)	57.171
Resultado por unidades de reajuste	34	336.796	30.667	76.698
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	1.143.105	1.940.803	1.747.812
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(840.006)	(806.292)	(566.560)
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	303.099	1.134.511	1.181.252
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(44.145)	740.859	825.197
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	347.244	393.652	356.055
GANANCIA (PÉRDIDA)		303.099	1.134.511	1.181.252
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	(0,00041)	0,00744	0,01085
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	(0,00041)	0,00744	0,01085
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	99.587.960	76.086.311
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	(0,0004)	0,0074	0,01085
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	(0,0004)	0,0074	0,01085
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	99.587.960	76.086.311

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2022	2021	2020
Ganancia (Pérdida)		303.099	1.134.511	1.181.252
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(16.747)	9.312	(476.805)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	(16.747)	9.312	(476.805)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	29	(409.980)	(1.193.451)	(2.249.915)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(903)	(9)	(10)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(346)	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		30.293	18.205	(15.547)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(64.519)	2.570	2.571
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	(445.455)	(1.172.685)	(2.262.901)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(462.202)	(1.163.373)	(2.739.706)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		2.787	(3.023)	161.766
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	2.787	(3.023)	161.766
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(7.593)	(8.826)	5.038
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		12	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	(7.581)	(8.826)	5.038
Total Otro resultado integral		(466.996)	(1.175.222)	(2.572.902)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(163.897)	(40.711)	(1.391.650)
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(228.040)	(131.803)	(1.521.532)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		64.143	91.092	129.882
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(163.897)	(40.711)	(1.391.650)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas												
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial el 01.01.2020	9.783.875	-	(2.283.165)	(1.334)	-	(687)	(2.286.176)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.996.287	2.279.899	12.248.186
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	825.197	825.197	356.055	1.181.252
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	(2.025.141)	(8.049)	(313.534)	(5)	(2.346.729)	-	(2.346.729)	-	(2.346.729)	(226.173)	(2.572.902)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.521.532)	(129.882)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(570.376)	(570.376)	(306.309)	(876.685)
Incremento (disminución) por otros cambios	(20.797)	-	-	-	313.534	-	313.534	252.277	565.811	(313.534)	231.480	124.332	355.812
Total de cambios en patrimonio	(20.797)	-	(2.025.141)	(8.049)	-	(5)	(2.033.195)	252.277	(1.780.918)	(58.713)	(1.860.428)	(52.095)	(1.912.523)
Saldo final el 31.12.2020	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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	740.859	740.859	393.652	1.134.511
Otro resultado integral	-	-	(881.898)	9.809	(568)	(5)	(872.662)	-	(872.662)	-	(872.662)	(302.560)	(1.175.222)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91.092	(40.711)
Emisión de patrimonio	6.036.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.036.421	-	6.036.421
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(387.298)	(387.298)	(534.870)	(922.168)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	568	-	568	(790.250)	(789.682)	(568)	(790.250)	413.410	(376.840)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Total de cambios en patrimonio	6.036.421	(272)	(881.898)	9.809	-	(5)	(872.094)	(790.250)	(1.662.344)	352.993	4.726.798	(30.368)	4.696.430
Saldo final el 31.12.2021	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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.145)	(44.145)	347.244	303.099
Otro resultado integral	-	-	(111.523)	(62.474)	(9.229)	(669)	(183.895)	-	(183.895)	-	(183.895)	(283.101)	(466.996)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(228.040)	(64.143)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	310.439	-	9.229	-	319.668	42.094	361.762	(9.229)	352.533	717.400	1.069.933
Total de cambios en patrimonio	-	-	198.916	(62.474)	-	(669)	135.773	42.094	177.867	(83.374)	124.493	292.532	417.025
Saldo final el 31.12.2022	15.799.499	(272)	(4.991.278)	(82.048)	-	(1.366)	(5.054.692)	(3.502.702)	(8.557.394)	5.715.317	12.957.150	2.489.968	15.447.118

- (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, Método Directo
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
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	19.515.060	19.737.179	14.770.122
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	44.798	54.073	36.171
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	11.256	11.675	28.364
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos	5.062	-	-
Otros cobros por actividades de operación	743.512	700.664	1.269.911
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(10.026.617)	(11.673.564)	(8.185.560)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(900.848)	(718.763)	(731.887)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(19.864)	(12.624)	(13.014)
Otros pagos por actividades de operación	7.d	(4.811.895)	(4.013.788)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados	(603.020)	(720.829)	(527.952)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(138.897)	(282.281)	(206.857)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.818.547	2.615.576	2.425.510
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	316.534	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	931.012	1.248.281	176.383
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(936.068)	(1.265.183)	(215.626)
Préstamos a entidades relacionadas	(1.555)	(48.545)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(2.124.983)	(1.841.204)	(813.827)
Compras de activos intangibles	(1.428.416)	(1.170.407)	(739.664)
Compras de otros activos a largo plazo	(106.477)	-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(70.931)	(22.787)	(5.070)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	111.872	43.544	21.037
Cobros a entidades relacionadas	45.636	82.597	-
Dividendos recibidos	541	1.089	2.120
Intereses recibidos	72.098	28.693	43.400
Otras entradas (salidas) de efectivo	(3.038)	1.009.625	(4.369)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(3.193.775)	(1.934.297)	(1.535.616)
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	(44.560)	(29.547)	-
Total importes procedentes de préstamos	7.f	2.355.735	2.727.331
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	1.495.037	1.670.872	437.284
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	860.698	1.056.459	1.208.851
Préstamos de entidades relacionadas	7.f	949.115	1.274.799
Reembolsos de préstamos	7.f	(1.975.971)	(2.858.855)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.f	(60.095)	(65.009)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.f	(662.629)	(445.257)
Dividendos pagados	7.f	(665.372)	(962.959)
Intereses pagados	7.f	(758.155)	(338.978)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.f	(1.691)	104.007
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(863.623)	(594.750)	(1.186.535)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(238.851)	86.529	(296.641)
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	8.117	(197.269)	(135.363)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(230.734)	(110.740)	(432.004)
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.c	1.165.519	1.396.253

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

1.	Información general.....	12
2.	Bases de presentación de los estados financieros consolidados.....	13
2.1	Principios contables.....	13
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables.....	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	19
2.4	Sociedades subsidiarias.....	20
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación.....	20
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	22
2.5	Entidades asociadas.....	22
2.6	Acuerdos conjuntos.....	23
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	23
2.8	Moneda Funcional.....	25
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	25
3.	Criterios contables aplicados.....	27
a)	Propiedades, planta y equipo.....	27
b)	Propiedad de inversión.....	29
c)	Plusvalía.....	30
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	30
d.1)	Concesiones.....	30
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	31
d.3)	Costos incrementales de obtener un contrato.....	32
d.4)	Otros activos intangibles.....	32
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	32
f)	Arrendamientos.....	35
f.1)	Arrendatario.....	35
f.2)	Arrendador.....	36
g)	Instrumentos financieros.....	36
g.1)	Activos financieros no derivados.....	37
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	38
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	38
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	39
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	40
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	41
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	42
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	42
h)	Medición del valor razonable.....	42
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	43
j)	Inventarios.....	44
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.....	44
l)	Acciones propias en cartera.....	45
m)	Provisiones.....	46
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	46
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	47
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	47
p)	Impuesto a las ganancias.....	47
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	48
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	50
s)	Dividendos.....	50
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	51
u)	Estado de flujos de efectivo.....	51
4.	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.....	52
i.	Marco regulatorio.....	52
ii.	Límites a la integración y concentración.....	72
iii.	Mercado de clientes no regulados.....	73
5.	Combinaciones de negocios bajo control común.....	74
6.	Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	77
6.1	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE.....	78
6.2	Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud.....	78
6.3	Operación de venta de activos vinculados a la concesión de Enel CIEN.....	79
6.4	Venta de Enel Generación Fortaleza S.A. y Enel Distribución Goiás S.A.....	79
7.	Efectivo y equivalentes al efectivo.....	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.....	98
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	98
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
11.5	Programa de Unidades de Acciones Restringidas.....	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	112
19.	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos	114
a)	Impuesto a las ganancias	114
b)	Impuestos diferidos	115
20.	Otros pasivos financieros	118
a)	Préstamos que devengan intereses	119
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas	123
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas	126
d)	Deuda de cobertura	127
e)	Otros aspectos	128
f)	Flujos futuros de deuda no descontados	128
21.	Pasivos por arrendamientos	129
21.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos	130
21.2	Flujos futuros de deuda no descontados	132
22.	Política de gestión de riesgos	133
23.	Instrumentos financieros	138
23.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría	138
23.2	Instrumentos derivados	139
23.3	Jerarquías del valor razonable	141
24.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes	142
25.	Provisiones	143
26.	Obligaciones por beneficios post empleo	144
26.1	Aspectos generales	144
26.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros	145
26.3	Otras revelaciones	149
27.	Patrimonio	150
27.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	150
27.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	151
27.3	Gestión del capital	152
27.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	152
27.5	Otras Reservas	152
27.6	Participaciones no controladoras	154
28.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	155
29.	Materias primas y consumibles utilizados	156
30.	Gastos por beneficios a los empleados	156
31.	Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9	157
32.	Otros gastos por naturaleza	158
33.	Otras ganancias (pérdidas)	158
34.	Resultado financiero	159
35.	Información por segmento	161
35.1	Criterios de segmentación	161
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros	164
35.3	Países	167
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	170
36.	Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos	176
36.1	Garantías directas	176
36.2	Garantías Indirectas	177
36.3	Litigios y arbitrajes	178
36.4	Restricciones financieras	187
36.5	Contingencia por COVID-19	191
36.6	Otras informaciones	191
37.	Dotación	194
38.	Sanciones	195
39.	Medio ambiente	196
40.	Información financiera resumida de subsidiarias	199
41.	Hechos posteriores	202
Anexo N°1	Sociedades que componen el Grupo Enel Américas	203
Anexo N°2	Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera	208
Anexo N°3	Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012	211
Anexo N°3.1	Información complementaria de cuentas comerciales	214
Anexo N°3.2	Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje	217
Anexo N°4	Detalle vencimiento proveedores	218

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 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, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

La Compañía estuvo 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.

Con fecha 2 de noviembre de 2022, Enel Américas ingresó a la SEC el Form 15F, con el objetivo de desregistrarse voluntariamente de la sección Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el “Exchange Act”), y terminar, entre otras, con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F, se suspendió la obligación de la Compañía de divulgar la memoria anual en Form 20-F y hechos esenciales a través de Form 6-Ks. Finalmente, con fecha 31 de enero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío del Form 15F, y habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se hizo efectivo el desregistro de Enel Américas ante SEC.

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 15.072 trabajadores al 31 de diciembre de 2022. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2022 fue de 16.208 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 presentación de los estados financieros consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2022, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2023, 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 reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2022 y 2021, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2020 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidados, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados 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 periodos 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 periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación. Se permitía su aplicación anticipada, incluso en los estados financieros no autorizados para su publicación al 31 de marzo de 2021. Enel Américas decidió no aplicar las enmiendas de forma anticipada.

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

Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”

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

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

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

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

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

Estas enmiendas son aplicables a periodos 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 periodo 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 periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 17: Contratos de Seguro	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: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda de largo plazo con Covenants</i>	1 de enero de 2024

> NIIF 17 "Contratos de Seguro"

El 18 de mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17 Contratos de Seguro, con el objetivo de ayudar a los inversionistas y otros a comprender mejor la exposición al riesgo, la rentabilidad y la posición financiera de las compañías que emiten seguros. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional.

La NIIF 17 reemplaza a la NIIF 4 Contratos de Seguro, que se introdujo como norma provisional en 2004, resolviendo los problemas de comparación creados por esta última, al exigir que todos los contratos de seguros se contabilicen de una manera uniforme. Las obligaciones de seguro se contabilizarán utilizando valores actuales, en lugar del costo histórico. La información se actualizará periódicamente, proporcionando información más útil a los usuarios de los estados financieros.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 para agregar una opción de transición "superposición de clasificación" para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Esta norma es aplicable de forma retroactiva, con algunas excepciones, para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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 periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023. 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 ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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 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.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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.

Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de Pasivos como Corrientes y No Corrientes” y “Deuda de deuda a largo plazo con convenants”

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.

Adicionalmente, el 31 de octubre de 2022, el IASB emitió nuevas enmiendas a la NIC 1, que tienen como objetivo mejorar la información que las empresas proporcionan sobre la deuda a largo plazo con convenants. Las modificaciones también responden a los comentarios de las partes interesadas sobre la clasificación de la deuda como corriente o no corriente al aplicar los requisitos emitidos en 2020.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada.

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados 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 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 (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 31 de diciembre 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, 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, 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. (en adelante Enel Generación Fortaleza S.A., su nombre comercial). Para más detalle, ver nota 6.4.
- 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 Jaboaão Energía S.A., participadas en un 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., para el desarrollo de proyectos de alumbrado público.
- vii. Con fecha 29 de diciembre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil concretó la venta del 99,96% de propiedad sobre Enel Distribucion Goiás S.A. Para más detalle, ver nota 6.4.
- viii. 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.; (18) Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.; (19) Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda; (20) Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.; (21) Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.; (22) Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.; (23) Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.; y (24) Ventos De São Mário Energias Renováveis S.A. Todas estas compañías tienen por objetivo el desarrollo de proyectos de energías renovables.

2021

- ix. 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.
- x. 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).
- xi. 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).
- xii. Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaria 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.

- xiii. Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaria 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 31.12.2022			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 31.12.2022			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 2020	36,13%
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%
Desde enero a diciembre de 2022	94,79%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados 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):

	al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2020
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	177,16	177,11	102,72	102,69	84,07
Real brasileño	5,22	5,16	5,58	5,39	5,16
Sol peruano	3,82	3,83	4,00	3,88	3,50
Peso colombiano	4.810,20	4.247,75	3.981,16	3.743,86	3.693,52

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 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	8 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	3 meses
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	3 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. En diciembre de 2022, se llevó a cabo una nueva subasta por la concesión de las líneas, siendo ganadora de la misma la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. La firma de los nuevos contratos está programada 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. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión ver Nota 6.3.

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 (ver Nota 6.3).

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 31 de diciembre de 2022 y 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 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 31 de diciembre de 2022 y 2021 se relacionan fundamentalmente con costos para la adquisición de PPA de suministro y comisiones pagadas a agentes de venta, 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 2022 y 2021 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2022		31-12-2021	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino		14,3%		10%
Brasil	Real brasileño		3,6%		3,0%
Perú	Sol peruano	2,0%	2,4%		2,5%
Colombia	Peso colombiano		3,0%		3,0%
Costa Rica	Dólar estadounidense		2,0%		2,0%
Guatemala	Dólar estadounidense	2,0%	4,0%		2,0%
Panamá	Dólar estadounidense		2,0%		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 2022 y 2021 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2022		31-12-2021	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	67,9%	112,3%	36,6%	66,1%
Brasil	Real brasileño	9,6%	22,4%	9,3%	60,5%
Perú	Sol peruano	8,7%	15,4%	6,7%	11,9%
Colombia	Peso colombiano	12,6%	14,2%	8,5%	11,3%
Costa Rica	Dólar estadounidense	9,3%	12,3%	9,0%	11,7%
Guatemala	Dólar estadounidense	9,3%	10,4%	7,8%	8,6%
Panamá	Dólar estadounidense	8,8%	13,4%	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 ejercicio 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 ejercicio 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 valoradas 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 incumplimiento de 180 días 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 traspaasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

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

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su

caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

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

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

j) Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de

aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

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

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

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

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

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

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

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

I) 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.

Por medio de la Resolución SE N° 826/2022, la Secretaría de Energía aprobó 2 incrementos para las generadoras para el año 2023, sumando un total del 60%, en línea con la inflación proyectada en el Presupuesto 2023.

- Incrementos en la remuneración para el 2023:
 - Febrero 2023 = 25%
 - Agosto 2023 = 28%
- A su vez, se aprobaron incrementos retroactivos del año 2022, de 20% desde septiembre y 10% en diciembre.
- Se estableció un cambio en la actual Remuneración por Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento de generación de origen térmico por un criterio de Remuneración por Generación en Horas de Punta.
- Deja de estar afectado el precio de la remuneración de las unidades térmicas por el incumplimiento de la DIGO.
- Incorpora que CAMMESA realice controles de disponibilidad para verificar la efectiva operatividad de las máquinas.

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 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. El día 7 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 815/2022 el cual prorroga por 1 año el vencimiento que estableció el Artículo 2 del DNU 1020/20 para el régimen de transición tarifaria y la realización de la renegociación de la revisión tarifaria integral. Encomendando al ENRE y al ENARGAS la adecuación tarifaria de las concesionarias durante dicha de transición y la efectiva realización de la Renegociación Tarifaria Integral de las mismas.

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). El 29 de diciembre de 2022 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía, el ENRE y las distribuidoras EDENOR y EDESUR a fin de instrumentar el "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" para las deudas mantenidas con CAMMESA (Art° 87 Ley 27591, DNU 88/22 y Res. SE 642/22). Mediante el cual se le reconocen créditos a las distribuidoras de hasta 5 facturas medias del año 2020 en virtud de las medidas tomadas como consecuencia de la pandemia. Acordándose adicionalmente que para las obligaciones remanentes pendientes de pago con CAMMESA originadas hasta el 31 de agosto de 2022 no será de aplicación los recargos por mora y se instrumentará un plan de pagos de 96 cuotas mensuales con 6 meses de gracias y una tasa de interés equivalente de hasta el 50 % de la vigente en el MEM.

El día jueves 22 de diciembre de 2022 se firmó entre el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y las empresas distribuidoras EDENOR y EDESUR un nuevo acuerdo para el reconocimiento de los consumos de los

barrios carenciados (ACUERDO MARCO) correspondiente a la energía consumida por los mismos durante el año 2021. Comprometiéndose el Estado Nacional a reintegrar a dichas distribuidoras a través de un crédito en sus facturas de energía comprada a CAMMESA a efectivizarse durante los primeros días del año 2023.

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

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

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

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

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

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.

El día 6 de octubre, mediante resolución ENRE 484/22, el ENRE procedió a modificar la tarifa media de EDESUR a 8,501 \$/kWh en virtud de la postergación de la aplicación del esquema de segmentación residencial. La cual tiene vigencia solamente para el mes de septiembre.

El día 3 de noviembre el ENRE emitió la Resolución N° 555, la cual aprueba los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de noviembre de 2022, que reflejan los aumentos del precio estacional de la energía y del Fondo Nacional de la Energía establecidos en la resolución SE 719/22.

- De esta forma los usuarios residenciales aumentaron en promedio un 27%, los Generales y T2 17%, T3 baja y media tensión o entre 18% y 21% y los GUDIS (demandas mayores a los 300 kW) disminuyen en baja tensión un 15% y un 16% en media y alta tensión
- La tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 9,401 \$/kWh (+7% y acumula +20% respecto a ago-22) y la participación del VAD se sitúa en el orden del 24% (sin impuestos).

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.

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 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)	Julio de 2022	-2,96%	-3,02%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2022	+18,03%	+10,15%

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 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, 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 descalces 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 manutención de las reglas actuales hasta 2045 a las plantas ya en operación o que se instalen en los 12 meses subsecuentes. De manera adicional, crea un período de transición para las nuevas plantas de Generación Distribuida que se conecten de 07/Ene/23 hasta 07/Jul/23. Pasado el periodo de transición, los consumidores con GD deberán pagar por el 100% del peaje de red (tarifa de uso de la red de distribución), netos de los beneficios sistémicos generados por la GD que deberán ser calculados por el Regulador en los 18 meses siguientes a publicación de la ley.

Transferencia del control corporativo de Enel Goiás (CELG)

El 6 de diciembre de 2022, el Directorio de ANEEL aprobó el Plan de Transferencia presentado por Enel Distribución Goiás para Equatorial Participações e Investimentos S.A. (Equatorial Energia).

Enel Brasil completó la venta de su participación en la distribuidora CELG Distribuição (“Enel Goiás”) el 29 de diciembre de 2022, el equivalente a aproximadamente 99,9% del capital social de la distribuidora, a Equatorial Participações e Investimentos S.A.

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 n°50/2022

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

En Diciembre/22 la concesión del activo de interconexión Brasil-Argentina CIEN (Garabi I y Garabi II) ha sido llevada a subasta, después del fin del período de concesión a Enel. El nuevo operador TAESA asume el activo a partir de 31 de marzo de 2023, hasta cuando Enel CIEN opera por designación.

El nuevo operador firmará el nuevo contrato hasta el 31 de marzo de 2023. Enel recibirá una compensación por el valor de los activos no amortizados de € 163,2 millones (ref. agosto de 2022). Todos los valores se actualizarán hasta la fecha efectiva del pago.

Tras la transferencia del activo, el nuevo operador tiene la opción de contratar a ENEL CIEN para prestar un servicio de asistencia a la operación, por hasta 12 meses, siendo remunerado en € 1,14 millones mensuales.

Actualización tarifaria de Itaipú: La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) aprobó, el 29 de diciembre, la tarifa de energía producida por la usina de Itaipu Binacional. La tarifa de traspaso es el valor que deben pagar las distribuidoras por la adquisición de energía de la usina hidroeléctrica de Itaipú. El nuevo valor representa una variación de -34,53% con relación a la tarifa vigente en 2022, totalizando EUR \$ 15,15 /kW.mes (US\$ 16,19/ kW.mes) y entrará en vigencia el 1 de enero de 2023.

Considerando que el valor de la tarifa de traspaso de Itaipu está ratificada en dólares estadounidenses, pueden existir fluctuaciones en las tarifas ratificadas para las distribuidoras debido a la variación entre el dólar considerado en la cobertura tarifaria de las distribuidoras y el dólar a ser realizado en el transcurso de 2023.

Respuesta de la demanda: En Octubre/22 se inició el programa estructural de respuesta de la demanda (RD), en el cual la RD es considerada un recurso adicional para el sistema eléctrico y no solo un reemplazo de la generación térmica fuera de orden de mérito. Inicialmente el programa comercializa apenas el producto del día siguiente (D-1). Pueden participar consumidores libres y agregadores de carga, que ofrecen semanalmente reducciones de demanda, las cuales deben ser confirmadas el día anterior a la entrega.

En el mismo período, ANEEL publicó la Resolución Autorizante N° 12.600/2022, que creó el ambiente *sandbox* para el testeo del producto de RD por disponibilidad (D-Disp). Este programa tiene duración de 2 años, dentro de los cuales el operador del sistema contratará el recurso de consumidores y agregadores vía subasta. Al final del período de experimentación, ANEEL evaluará el resultado para establecer reglas estructurales para el producto de pago por disponibilidad.

Revisión ordinaria de Garantía Física de centrales hidroeléctricas

El 30 de noviembre, el MME publicó la portaría 709/2022 con la revisión ordinaria de Garantía Física de centrales hidroeléctricas de despacho centralizado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que ocurre a cada 5 años. Las centrales hidroeléctricas Cachoeira Dourada y Volta Grande tuvieron una reducción de 5% de la Garantía Física vigente, siendo 374,6 y 219,1 MWmed, respectivamente. La revisión para estas centrales ya era esperada por la compañía.

Importación y exportación de energía eléctrica

Como resultado de la Consulta Pública MME n° 142/2022, el 30 de diciembre se publicó la Portaria Normativa MME n° 60/2022, que establece las directrices para la importación de energía eléctrica interrumpible sin retorno, desde la República Argentina o la República Oriental del Uruguay. La importación podrá realizarse durante todo el año y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) recibirá ofertas de monto y precio de los agentes comercializadores interesados en participar en el proceso de importación. La Portaria también prorroga, hasta el 31 de marzo de 2023, las portarías de importación y exportación 339/2018 y 418/2019, así como las autorizaciones vigentes.

La Consulta Pública MME n° 144/2022, con la propuesta de directrices para la exportación de energía, tuvo cerrado su plazo de contribuciones el 19 de diciembre y se encuentra en análisis por parte del MME.

Ley N° 14.514/2022

El 30 de diciembre se publicó la ley 14.514/2022, que modifica el art. 1 de la Ley n° 9.991/2000, que define los porcentajes de los ingresos operativos netos (NOR) que se invertirán en programas de Investigación y Desarrollo y Eficiencia Energética. La expectativa es que la Ley 14.514/2022 prorrogaría la alteración de los porcentajes de las distribuidoras para ser efectiva a partir de 2026, pero la nueva ley fue publicada previendo el aumento de los porcentajes del 0,5% al 1% del Ingreso Operativo Neto ya en 2023 (0,75% en el programa de Investigación y Desarrollo y 0,25% en el programa de Eficiencia Energética).

El 0,75% del Programa de Investigación y Desarrollo ("P&D" en portugués) de las distribuidoras se distribuye de la siguiente forma: 40% para el Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico – FNDCT; el 40% para proyectos de investigación y desarrollo, de acuerdo con las normas establecidas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL; 20% para el MME, con el fin de financiar los estudios e investigaciones para la planificación de la ampliación del sistema energético, así como el inventario y estudios de factibilidad necesarios para el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico.

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.

La actividad de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

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 agosto de 2022, La CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contracción 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 el mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigencia de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60% de avance).

En diciembre de 2022, La Comisión publicó en definitiva la Resolución CREG 101 035 DE 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31/Dic/22).

Merece también la pena mencionar a la Resolución CREG 143 de 2021, publicada en el mes de agosto de 2022. Esta resolución, si bien al cierre de 2022 era una propuesta normativa, reviste importancia dado que, a través de la misma, la Comisión establece las bases para la próxima modernización del Mercado de Energía Mayorista.

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a

plantas existentes (Proyecto de resolución 133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades) vi) Armonización regulatoria interconexión Colombia Panamá Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación y en Transversal: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la Medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

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.

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 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.

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 agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerios 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, cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

En el mes de octubre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70

millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó el documento “Diálogo Social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”. Dicho documento estableció la metodología para desarrollar la discusión a partir de la cual surgirá la nueva hoja de ruta de la transición energética que planteará el Gobierno Nacional. El documento planteó un periodo de 24 semanas para desarrollar dicho diálogo.

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 y que finalmente hizo parte de la ley expedida por el presidente (Ley 2277 de 2022), por medio de la cual las hidroeléctricas tendrán una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026.

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.

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 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.

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.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el periodo 2023-2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

En diciembre de 2022, a través de la Resolución CREG 101 032 de 2022, la CREG estableció los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante el año 2023, de los cuales se destacan i) Declaratoria de proyecto urgente en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) ii) Determinación de las áreas de influencia de los operadores de red (OR, exclusivamente para lo relacionado con la vinculación de usuarios aislados a su mercado y se definen los criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR presentados ante la UPME y iii) Se establecen las tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN por parte de la UPME.

Con el inicio del gobierno de Gustavo Petro actualmente se adelantan las discusiones nacionales para preparar el próximo Plan Nacional de Desarrollo, que por ley debe ser presentado para aprobación del Congreso a más tardar el 7 de febrero de 2023. Este Plan es la hoja de ruta del Gobierno para los próximos 4 años. Hasta el momento se han presentado las Bases de lo que será ese documento, e incluyen aspectos relacionados con el fortalecimiento de la Transición Energética.

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.° 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.

En el mes de octubre de 2022, en presentación del Consejo de Gobierno, fue presentado un Proyecto de Ley para la armonización del sistema eléctrico nacional. Se destacan los siguientes aspectos: (i) Aprovecha al máximo las fortalezas del sistema eléctrico costarricense, (ii) existiría una priorización del uso de excedentes a nivel doméstico, antes de usarlo en el MER, (iii) enfoque integrado busca la optimización del sistema nacional y podría bajar el costo medio de la electricidad, (iv) este proyecto está alineado con la descarbonización de la economía y permitirá fortalecer la electrificación del transporte, y (v) favorece el acceso y beneficios del MER.

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 hidrogeno 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.

En el mes de noviembre de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publicó el Acuerdo Gubernativo 295-2022 Reglamento a la Ley de Incentivos de Movilidad Eléctrica, que tiene por objeto el de normar los procedimientos necesarios para la aplicación de la Ley relativos a la solicitud, análisis, validación, clasificación y aprobación de los incentivos fiscales para vehículos eléctricos, repuestos de vehículos eléctricos, motor y batería. Adicionalmente los incentivos para cargador, equipos y materiales para centros de carga en los periodos de pre-inversión y ejecución conforme a la Ley.

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.

En el mes de octubre de 2022, la Secretaria Nacional de Energía de Panamá (SNE) publicó la Resolución No. MIPRE-2022-0037359, mediante la cual da a conocer a los agentes unas recomendaciones para adoptar medidas para la contratación de las empresas de transmisión de energía eléctrica. Con base en el artículo 83 del Texto único de la Ley 6 de 1997, ordenada por la Ley 194 de 2021, la nueva norma establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), podrá realizar actos de compra de potencia y/o energía con pliegos de cargos especiales, aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Dichos pliegos de cargos estarán sujetos a las directrices de política energética dictadas por la SNE.

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.

En el mes de noviembre de 2022 el Ente Operador Regional (EOR) informó a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Regional que ha publicado las actualizaciones de guías, con el objetivo de brindar un mejor entendimiento de las gestiones relacionadas con el proceso que deben seguir para: constituir, incrementar, disminuir y solicitar la devolución de garantías, para respaldar obligaciones de pago en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y para los Derechos de Transmisión, así como de los conceptos relacionados.

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 hidrógeno 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 impulsadas por esta norma tenían como fecha de control el mes de octubre 2022, apreciándose esfuerzos por parte de todos los sectores involucrados en dar cumplimiento al mandato establecido.

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 (“INDECOPI”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

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

iii. Mercado de clientes no regulados

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

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

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

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

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

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

5. Combinaciones de negocios bajo control común

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

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

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

i) Aumento de capital

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

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

Con fecha 5 de marzo de 2021, se verificó el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas y Enel Américas y EGP Américas otorgaron una misma y única escritura de cumplimiento. Como consecuencia de lo anterior, la fusión por incorporación de EGP Américas en Enel Américas se perfeccionó con fecha 1 de abril de 2021, incorporándose como nuevas subsidiarias de Enel Américas las siguientes sociedades principales:

- Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.
- Enel Green Power Costa Rica S.A.

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

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

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

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

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

ii) Derecho a retiro

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

iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones

En conexión con la fusión, con fecha 15 de marzo de 2021 se informó comunicación divulgada por, Enel SpA, mediante la cual ésta anunció formalmente el inicio de la oferta pública voluntaria para la adquisición de hasta

7.608.631.104 acciones emitidas por Enel Américas S.A. (incluyendo acciones representadas por American Depositary 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
Activos corrientes	
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.022.668
Otros activos financieros corrientes	30.763
Otros activos no financieros corrientes	214.326
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	132.704
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	203.814
Inventarios corrientes	12.846
Activos por impuestos corrientes	16.804
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.697
Activos corrientes totales	<i>(Subtotal)</i> 1.695.622
Activos no corrientes	
Otros activos financieros no corrientes	164.550
Otros activos no financieros no corrientes	47.805
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	23.081
Activos intangibles distintos de la plusvalía	333.605
Plusvalía	587.357
Propiedades, planta y equipo	3.952.409
Activos por derecho de uso	31.039
Activos por impuestos diferidos	67.780
Activos no corrientes totales	<i>(Subtotal)</i> 5.207.626
TOTAL ACTIVOS	6.843.248

PASIVOS	al 01.04.2021
Pasivos corrientes	
Otros pasivos financieros corrientes	82.246
Pasivos por arrendamientos corrientes	3.330
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	229.345
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	309.110
Otras provisiones corrientes	1.160
Pasivos por impuestos corrientes	13.967
Otros pasivos no financieros corrientes	23.802
Pasivos corrientes totales	<i>(Subtotal)</i> 662.960
Pasivos no corrientes	
Otros pasivos financieros no corrientes	843.254
Pasivos por arrendamientos no corrientes	27.762
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21.315
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	134.333
Otras provisiones no corrientes	28.990
Pasivo por impuestos diferidos	91.753
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.237
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.590
Pasivos no corrientes totales	<i>(Subtotal)</i> 1.157.234
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 ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, ha sido el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación (1)	Otros movimientos	al 31.12.2022
Activos corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	96.261	-	(70.983)	18.548	43.826
Otros activos financieros corrientes	-	78.094	(12.929)	-	(41.649)	23.516
Otros activos no financieros corriente	-	173.239	-	(150.463)	(9.785)	12.991
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	584.491	-	(545.983)	36.720	75.228
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	604	-	-	(604)	-
Inventarios	-	203.466	-	(173.072)	14.276	44.670
Activos por impuestos corrientes	-	18.230	-	(8.772)	3.800	13.258
Activos corrientes totales	-	1.154.385	(12.929)	(949.273)	21.306	213.489
Activos no corrientes						
Otros activos financieros no corrientes	-	207.112	-	(151.760)	79.997	135.349
Otros activos no financieros no corrientes	-	881.718	-	(883.081)	2.376	1.013
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	74.369	-	(14.387)	698	60.680
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	83	-	-	-	83
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	1.675.553	(781.782)	(918.285)	39.504	14.990
Propiedades, planta y equipo	520	549.659	(391.776)	(48.634)	4.221	113.990
Activos por derecho de uso	-	10.399	-	(4.522)	4.522	10.399
Activos por impuestos diferidos	-	292.945	-	(270.322)	6.525	29.148
Activos no corrientes totales	520	3.691.838	(1.173.558)	(2.290.991)	137.843	365.652
TOTAL ACTIVOS	520	4.846.223	(1.186.487)	(3.240.264)	159.149	579.141

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación (1)	Otros movimientos	al 31.12.2022
Pasivos corrientes						
Otros pasivos financieros corrientes	-	777.128	-	(773.259)	-	3.869
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	-	1.273	1.273
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	451.713	-	(333.882)	(65.657)	52.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	271.227	-	(252.665)	5.722	24.284
Otras provisiones corrientes	-	2.584	-	-	(219)	2.365
Pasivos por impuestos corrientes	-	8.772	-	(11.273)	8.452	5.951
Otros pasivos no financieros corrientes	-	365.645	-	(267.645)	(86.553)	11.447
Pasivos corrientes totales	-	1.877.069	-	(1.638.724)	(136.982)	101.363
Pasivos no corrientes						
Otros pasivos financieros no corrientes	-	43.090	-	(10.919)	704	32.875
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	-	9.494	9.494
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	54.559	-	(54.559)	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	241.103	-	(245.468)	4.365	-
Otras provisiones no corrientes	-	245.937	-	(245.974)	219	182
Pasivo por impuestos diferidos	-	27.188	-	(8.386)	3.405	22.207
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	30.268	-	(25.312)	(901)	4.055
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	505.435	-	(622.252)	127.396	10.579
Pasivos no corrientes totales	-	1.147.580	-	(1.212.870)	144.682	79.392
TOTAL PASIVOS	-	3.024.649	-	(2.851.594)	7.700	180.755
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	520	1.821.574	(1.186.487)	(388.870)	151.449	398.386

(1) ver nota 6.4

6.1 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 Mantenidos 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\$12.929, ver nota 31.b).

6.2 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud

Al cierre del ejercicio 2022, el Grupo mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en las subsidiarias Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud, sociedad matriz de Central Dock Sud. Estas subsidiarias operan en el negocio de generación en Argentina, específicamente operando activos térmicos.

La Administración de Enel Américas estima que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante el ejercicio 2023.

Enel Generación Costanera está ubicada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851MW y 297MW netos, totalizando una capacidad instalada neta de 2.210MW.

Central Dock Sud está ubicada en el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires y posee una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 847MW; tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor; dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con 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), al cierre del ejercicio 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Enel Generación Costanera e Inversora Docksud 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\$165.585 para el caso de Enel Generación Costanera y de MUS\$149.603 para el caso de Inversora Docksud. ver nota 31.b).

6.3 Operación de venta de activos vinculados a la concesión de Enel CIEN

En diciembre de 2022, la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) fue nombrada ganadora del lote 5 ofrecido en la Subasta de Transmisión efectuada por ANEEL, lo que implicó que esa compañía se adjudicara la concesión del servicio público de transmisión de las líneas Garabi I y Garabi II.

De acuerdo con los términos establecidos en el contrato de concesión, la responsabilidad por los bienes y servicios prestados es exigible al ganador de la subasta a partir de la firma del contrato de concesión, junto con todas las obligaciones y cargos por la prestación del servicio público de transmisión. Teniendo en cuenta que la firma del contrato está prevista para el día 31 de marzo de 2023, hasta esa fecha Enel CIEN es responsable de la ejecución del contrato de concesión.

Por su parte, Enel CIEN reconocerá el efecto correspondiente de la baja de activos vinculados a la concesión de líneas de transmisión cuando se firme el contrato. Sin embargo, el anuncio indica que Enel CIEN será indemnizado por la transferencia de activos en BRL 886 millones (MUS\$ 167.811), descontando el monto de BRL 6 millones (MUS\$1.136) como depreciación mensual a partir del 30 de agosto de 2022. El saldo a cobrar será actualizado por el IPCA. El valor contable de los activos de Enel CIEN vinculados a la concesión asciende a MUS\$65.074 al 31 de diciembre de 2022.

El contrato también establece que Enel CIEN puede ser contratado durante el período de transición, que puede alcanzar hasta 12 meses, para continuar prestando el servicio de transmisión. Este servicio debe ser remunerado en MBRL 6.177 por mes (MUS\$ 1.170), actualizado por el IPCA hasta la fecha de su pago. El período transitorio tiene como objetivo que el nuevo concesionario lleve a cabo todos los procedimientos necesarios de transferencia de activos.

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), al 31 de diciembre de 2022, la compañía reclasificó los activos de Enel CIEN relacionados con la concesión como mantenidos para la venta.

6.4 Venta de Enel Generación Fortaleza S.A. y Enel Distribución Goiás S.A.

(1) Venta Enel Generación Fortaleza S.A.

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 Enel Generación Fortaleza S.A. 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\$ 130.727, 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 Enel Generación Fortaleza S.A. 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 MBRL 395.457 (MUS\$ 76.588) a dicha fecha (ver nota 31.b).

(2) Venta Enel Distribución Goiás S.A.

Con fecha de 29 de diciembre de 2022 la filial brasilera de la Compañía, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del 99,9% de las acciones emitidas por Enel Distribución Goiás S.A., propiedad de Enel Brasil S.A. a Equatorial Participações e Investimentos S.A., una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente "Equatorial"). Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, la subsidiaria Enel Brasil recibió en esta fecha el pago de BRL 1.513.129.051,11 equivalentes a MUS\$ 293.046 (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\$ 219.417, de los cuales MUS\$ 215.982 corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Goiás en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de venta (ver nota 2.9).

Cabe señalar que previamente, en octubre de 2022, siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), los activos y pasivos de Goiás 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 MBRL 4.036.694 (MUS\$ 781.782) a dicha fecha (ver nota 31.b).

Al momento de la venta Enel Distribución Goiás adeudaba a nuestra subsidiaria Enel Brasil un total de MUS\$1.293.750 y que, en el marco de la venta, deben ser cancelados durante el ejercicio 2023. Ver notas 10(a) y 41. Enel Brasil.

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Efectivo en caja	383	290
Saldos en bancos	535.032	518.572
Depósitos a corto plazo	580.113	841.039
Otros instrumentos de renta fija	6.165	36.352
Total	1.121.693	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\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Peso chileno	563	1.589
Peso argentino	6.963	8.025
Peso colombiano	156.180	150.799
Real brasileño	746.192	757.658
Sol peruano	71.521	129.607
Dólar estadounidense	140.208	348.413
Euro	66	162
Total	1.121.693	1.396.253

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

- c) Detalle de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en Estado de Situación Financiera, y el Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	1.121.693	1.396.253	1.506.993
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	43.826	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.165.519	1.396.253	1.506.993

(*) 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\$			
	2022	2021	2020
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.675.499)	(2.704.477)	(2.587.437)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar y Codensa Servicios (2)	(495.217)	(480.921)	(349.481)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(1.328.685)	(839.175)	(736.116)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(312.494)	(455.381)	(340.754)
Total otros pagos por actividades de operación	(4.811.895)	(4.479.954)	(4.013.788)

- (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\$2.164.268, MUS\$2.254.373 y MUS\$2.025.223, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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\$ 327.587, MUS\$ 327.634 y MUS\$ 442.734, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 92.595, MUS\$ 83.107 y MUS\$ 86.768, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó unos acuerdos con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Enel Colombia. En virtud de estos acuerdos, 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 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Fortaleza S.A	95.624	-	-
Efectivo recibido por la venta de Enel Distribución Goiás S.A.	293.046	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Fortaleza S.A. que salió del Grupo	(61.671)	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Distribución Goiás S.A. que salió del Grupo	(10.465)	-	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	316.534	-	-

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2022		
	al 01.01.2022	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	1.327.791	(2.095.894)	(615.186)	(1.383.289)	-	(6.075)	(16.390)	685.216	-	1.267.130	2.111.746
Préstamos Largo plazo	6.009.769	1.977.059	(550.059)	(139.322)	1.287.678	-	30.018	(36.968)	176.613	-	(1.306.663)	6.180.447
Pasivo por arrendamientos	248.578	-	(60.095)	(3.647)	(63.742)	-	-	(4.075)	22.342	76.312	(67.824)	211.591
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	1.505	-	-	1.505	-	(1.664)	43.150	(20.920)	-	27.834	(150.594)
Total	7.823.002	3.306.355	(2.706.048)	(758.155)	(157.849)	-	22.279	(14.283)	863.251	76.312	(79.523)	8.333.190

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2021	
		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	1.306.898	(3.301.621)	(334.975)	(2.329.698)	219.817	7.455	(122.726)	457.536	-	1.357.742	1.565.154
Préstamos Largo plazo	4.018.731	2.695.229	(12.711)	-	2.682.518	972.354	14.233	(334.779)	16.249	-	(1.359.537)	6.009.769
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(65.009)	(4.003)	(69.012)	31.092	-	(12.934)	2.918	135.283	18.671	248.578
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	114.230	-	-	114.230	(134.315)	(12.366)	(63.350)	24.942	-	(15.331)	(200.499)
Total	6.022.010	4.116.357	(3.379.341)	(338.978)	398.038	1.088.948	9.322	(633.789)	501.645	135.283	1.545	7.623.002

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					al 31.12.2020	
		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	1.422.681	1.359.012	(1.689.240)	(320.948)	(651.176)	-	3.990	(80.673)	323.080	-	957.126	1.975.028
Préstamos Largo plazo	4.818.468	582.583	(91.207)	-	491.376	-	9	(516.196)	9.757	-	(784.683)	4.018.731
Pasivo por arrendamientos	190.269	-	(77.292)	(5.755)	(83.047)	-	-	(15.290)	9.286	45.639	(4.297)	142.560
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	114.004	-	-	114.004	-	9.691	(152.874)	(15.286)	-	(1.907)	(114.309)
Total	6.363.481	2.055.599	(1.857.739)	(326.703)	(128.843)	-	13.690	(765.033)	326.837	45.639	166.239	6.022.010

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. Otros activos financieros

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	157.617	156.171	3	26.193
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	2.412	50.941	41.543	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	3.665.495	2.978.228
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	22.180	2.155
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	13.265	72.226	316.817	294.695
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	35.266	32.689	123.771	171.905
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	6.741	3	-	-
Total	215.301	312.030	4.169.809	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 31 de diciembre de 2022 son MUS\$1.214.636 (MUS\$ 949.250 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 934.426 (MUS\$ 702.439 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 1.406.112 (MUS\$ 1.134.209 al 31 de diciembre de 2021) y MUS\$ 110.321 (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, Luz De Jaboaão Energia S.A., Luz De Caruaru Energía S.A. 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 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	119.917	121.759	119.621	130.510
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	-	26.823	-	129.126
Servicios en curso prestados por terceros	25.275	15.891	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	100.385	96.449	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	246.997	267.838
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	525.607	585.715
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	341.380	411.066	1.351.028	1.952.001
Gastos pagados por anticipado	23.660	31.310	-	-
Otros	116.770	125.462	72.340	80.231
Total	727.387	828.760	2.315.593	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.

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, al cierre de los ejercicios 2022, 2021 y 2020 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 32.106, MUS\$ 16.786 y MUS\$ 14.479, respectivamente, que corresponden a montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

Con fecha 29 de diciembre de 2022, se concretó la venta de Enel Distribución Goiás (ver nota 6.4).

(2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.. En diciembre de 2021 además incluye a Enel Distribución Goiás 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\$944.651, MUS\$ 148.432 y MUS\$ 599.325, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022 (MUS\$1.064.948, MUS\$187.727, y MUS\$ 576.568, respectivamente, al 31 de diciembre 2021. Al cierre de 2021, se incluye a Enel Distribución Goiás MUS\$ 533.824 (ver nota 6.4).

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.38).

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	221.759	251.358	32.839	75.814
Otros	42.647	34.914	35.600	58.758
Total	264.406	286.272	68.439	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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	5.327.039	4.550.361	508.120	784.354
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.856.896	4.307.971	297.157	497.193
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	1.526	913	25.369	13.742
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.468.617	241.477	185.594	273.419

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	4.434.832	3.711.141	479.627	724.851
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.964.771	3.469.608	292.234	464.855
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	1.499	889	24.857	13.377
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.468.562	240.644	162.536	246.619

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Anticipos a proveedores	50.723	85.139	-	6.203
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	11.944	17.971	-	-
Cuentas por cobrar al personal	8.503	7.769	9.573	11.857
Cuentas proyecto VOSA (ii)	29.999	44.898	123.264	226.047
Cuentas por cobrar a Enel Goiás (iii)	1.293.750	-	-	-
Otras	73.643	84.867	29.699	2.512
Total	1.468.562	240.644	162.536	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., y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de un subsidio estatal.

(ii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina que al 31 de diciembre de 2022 incluye a Enel Generación Chocón S.A. y al 31 de diciembre de 2021, además incluye a Central Dock Sud S.A. y Enel Generación Costanera S.A. (ver nota 6).

(iii) Corresponde a préstamos que Enel Distribución Goiás adeuda a nuestra subsidiaria Enel Brasil y que, en el marco de la venta de la primera por parte de la segunda, deben ser cancelados durante el ejercicio 2023. Ver nota 6.4 y 41. Enel Brasil.

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 31 de diciembre de 2022 y 2021.

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

b) Al 31 de diciembre de 2022 y 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\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Con antigüedad menor de tres meses	341.744	539.492
Con antigüedad entre tres y seis meses	83.626	124.013
Con antigüedad entre seis y doce meses	105.786	103.368
Con antigüedad mayor a doce meses	236.418	132.349
Total	767.574	899.222

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
	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 (*)	195.552
Montos castigados	(120.360)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	18.901
Traspaso a mantenido para la venta	(72.116)
31 de diciembre de 2022	920.700

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 195.552 al 31 de diciembre de 2022, lo que representa una disminución de un 38% respecto a la pérdida de MUS\$ 316.004 registrada durante el ejercicio al 31 de diciembre de 2021. Esta disminución por un monto de MUS\$ 120.452 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por MUS\$ 117.721, 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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	33	21	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	4	6	15	26
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	-	1	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	1	-	-	-
Extranjera	Gridparitise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	238	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	474	410	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	27	26	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	210	2.250	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	645	410	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicio Informaticos	3	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	693	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	9	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	407	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	-	1.544	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	22	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	335	341	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	232	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	81	30	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	273	22	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	57	-	-	-
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	180	206	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	60	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	325	210	-	-
Extranjera	Enel North America Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.168	531	-	-
Extranjera	Enel North America Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	46	44	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Inversiones financieras	-	54.935	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	38	-	-	-
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	84	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de cobertura	331	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	25	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.356	1.330	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	97	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	19	-	-	-
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 Informaticos	137	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	185	416	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	574	302	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	71	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	258	172	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	41	-	3.677	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	795	725	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	81	151	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informaticos	49	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	188	226	-	-
Extranjera	Enel X Way S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	26	-	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US\$	Compra de Energía	143	-	-	-
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	32	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	325	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	38	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú	Perú	Asociada	PEN	Otros servicios	56	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú	Perú	Asociada	US\$	Otros servicios	177	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	245	229	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	5.393	4.607	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	84	83	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudáfrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	678	673	-	-
Total						15.951	73.759	3.692	26

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	-	3	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	216	189	-	-
Extranjera	Yacipac S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	6	15	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	2	-	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	1.616	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	434	522	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	136	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	1.935	2.010	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	75	35	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	1.840	2.188	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	441	1.185	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	25	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	718	679	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	83	266	-	-
96.800.570-8	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	28	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	109	97	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	571	1.327	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	26	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	17	544	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	1.024	1.205	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	313	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	947	863	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	538	105	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.721	978	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	1.299	276	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	614	618	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	220	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	587	623	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	16	17	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	380	392	-	-
Extranjera	Endesa Energía	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	672	2.312	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	235	248	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	12	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	21	23	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	160	190	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	131	-	-	-
Extranjera	Enel Global S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	308	263	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	25	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	91	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	663	749	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	553	475	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	EUR	Servicios de Garantía financiera	-	263	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	308.442	10.392	236.754	454.220
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	21.595	26.622	200.574	89.698
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	355.280	184.012	416.378	503.831
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	29	30	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	3	9	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	107	431	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3	50	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	-	852	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	26.366	48.811	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	14.291	9.697	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	392	632	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	18	1.065	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	4.210	7.300	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	4.947	17.731	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	139	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	10	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	425	639	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.145	1.586	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	25	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	6.519	5.158	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	236	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	5.911	3.431	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	131	154	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	78.705	73.172	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	14.740	15.016	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	142	77	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	71	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	34.862	21.072	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	2.388	9.318	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Técnicos	4.042	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	69	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.758	2.243	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	2.402	2.341	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	135.710	37.418	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	17.074	26.768	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	398	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	7.161	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	50	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	53	-	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	1.307	1.734	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	460	569	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.197	1.675	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	-	392	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	305	457	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	610	647	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	288	6.795	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	780	899	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.023	960	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	-	2.148	-	7.804
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	-	182.853	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	263	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Otros servicios	-	423	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	324	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	17.378	14.252	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	137.033	119.181	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Servicios Informáticos	2	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	25	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	36.407	18.465	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	61.201	58.868	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.032	1.028	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.386	1.043	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	91	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.735	3.368	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Informáticos	30	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	14.493	10.902	-	-
Extranjera	Enel X WAY S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	357	-	-	-
Extranjera	Gridspertise Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	655	-	-
Extranjera	Gridspertise Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	174	-	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	216	233	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	202	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	141	894	-	-
Extranjera	Enel Energía S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Compra de Energía	676	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	530	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	843	-	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	2.553	2.001	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	84	233	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	COP	Otros servicios	313	-	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	48	-	-	-
Total						1.361.876	966.707	860.651	1.062.498

(*) Ver Nota d) a continuación.

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2022	2021	2020
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	-	6.707	54.158
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	-	(81.395)	(147.841)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración e informáticos	(5.229)	(3.547)	(7.158)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Informáticos	(5.305)	(5.109)	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	Compra de Energía	-	-	(8.483)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(115.769)	(39.181)	(2.441)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(27.541)	(28.228)	(30.448)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(6.243)	(8.405)	(7.418)
Extranjera	Enel Grids S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.865)	(2.989)	(897)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(6.025)	(5.253)	(7.051)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicio Técnico	(6.031)	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.999)	(6.350)	(7.268)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.705)	(2.008)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(2.638)	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(14.280)	(11.011)	(3.757)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(27.563)	(24.913)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(2.094)	(3.778)	(4.045)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(9.948)	(15.187)	(11.542)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(10.359)	(7.239)	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(6.981)	(6.841)	(2.852)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	(5.875)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	-	-	1.993

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 2.000.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) Transacciones significativas Enel Américas:

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 20 de mayo de 2021.
- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento julio 2022. 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, 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 31 de diciembre de 2022 esta línea se encuentra girada por US\$ 130 millones.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.
- > El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023.
- > El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023.
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, 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, 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, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.

- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023.
- > El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024.
- > El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024.
- > El 3 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de septiembre de 2024.
- > El 20 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 45 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024.
- > El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024.
- > El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024.
- > El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024.
- > El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024.

- > El 31 de diciembre de 2021, Enel Green Power Perú formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$30 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2022. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2022 esta línea no se encuentra girada, no se ha renovado al 31 de diciembre 2022 y se encuentra en proceso de renovación.
- > El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €63 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,76%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025.
- > El 8 de abril de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €29,3 millones, a una tasa EUR all-in rate de 2,12%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025.
- > El 28 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €185 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,35%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2023.
- > El 13 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de € 49 millones, a una tasa EURLIBOR +80 bps, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 12 de junio de 2023.
- > A 31 de diciembre de 2022, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$131 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 31 de diciembre 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2022		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	enero - diciembre 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
Total				456	-	144

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2021		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	abril - diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	abril - diciembre 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2021	149	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2021	149	-	47
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2021	149	-	47
Total				447	-	141

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2020		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
Total				429	-	141

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
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Eugenio Belinchon (2) (3)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (3)	Fiscal y Secretario del Directorio
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America

(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. Simone Tripepi dejó de desempeñar su cargo a contar del día 1 de febrero de 2023.

(5) 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. Además, el cargo ejecutivo de Gerente de Planificación y Control dejó de ser calificado por el Directorio como principal y por ello no aparece en nómina del ejercicio 2022.

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 devengadas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	2022	2021	2020	
Remuneración	3.659	3.869	3.495	
Beneficios a corto plazo para los empleados	133	88	148	
Otros beneficios a largo plazo - IAS	32	7	7	
Total	3.824	3.964	3.650	

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.

11.5 Programa de Unidades de Acciones Restringidas

Durante el ejercicio 2022 se activó un programa de Unidades de Acciones Restringidas ("UARs"), mediante el cual cierto personal clave de Enel Américas recibió por primera y única vez acciones emitidas por Enel SpA. Cabe destacar que dichas acciones no se recibieron bajo una modalidad de opción, sino que fueron automáticamente asignadas en una fecha preestablecida al verificarse ciertos supuestos.

El equivalente dinerario del programa UARs es objeto del recharge agreement, mediante el cual se obtiene que todas las remuneraciones fijas y variables, sean dinerarias o en especie, resulten pagadas por la sociedad en la cual los ejecutivos expatriados se desempeñan. El costo de este programa ascendió a MUS\$ 40, importe que se incluye en el gasto por remuneraciones de 2022.

12. Inventarios

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Suministros para la producción	32.595	21.639
Petróleo	14.759	14.898
Carbón	17.836	6.741
Repuestos	38.674	72.256
Materiales eléctricos	476.178	444.381
Total	547.447	538.276

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 151.267, MUS\$ 116.666 y MUS\$ 137.850, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	98.983	191.858
Otros	23.095	9.882
Total	122.078	201.740

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Pasivos por Impuestos	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Impuesto a la renta	295.063	183.060
Total	295.063	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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Monedas 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 31.12.2022
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.076		17	(128)	(398)	-	684	1.251
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	135		5	-	(57)	(31)	69	121
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.158		489	(1.468)	(487)	645	607	944
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	-	118	(65)	-	(2)	-	-	51
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C.	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	83	(20)	-	-	-	-	63
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	-	3.691	(257)	-	(426)	-	-	3.008
Total						2.369	3.892	169	(1.596)	(1.370)	614	1.360	5.438

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Monedas 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 31 de diciembre de 2022 y 2021 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado Integral	Resultado Integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.863	1.887	1.545	453	2.241	(2.190)	51	(1.196)	(1.145)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	597	169	510	-	-	(327)	(327)	-	(327)
Enel X Way Perú S.A.C.	20,00%	614	266	566	-	239	(338)	(99)	-	(99)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	4.718	1.682	261	-	294	(820)	(525)	-	(525)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado Integral	Resultado Integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.407	1.537	672	1.044	1.866	(1.362)	504	(405)	99

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

15. Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Bruto	7.710.188	9.116.265
Servidumbre y Derechos de Agua	46.198	42.351
Concesiones	6.588.886	8.216.801
Costos de Desarrollo	18.983	21.807
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	148.619	151.027
Programas Informáticos	702.257	594.329
Otros Activos Intangibles Identificables	90.853	89.950
Costos de Contratos	114.392	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.087.068)	(4.359.995)
Servidumbre y Derechos de Agua	(15.931)	(16.465)
Concesiones	(3.800.591)	(4.095.665)
Costos de Desarrollo	(7.857)	(9.057)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(27.390)	(24.495)
Programas Informáticos	(181.238)	(164.481)
Otros Activos Intangibles Identificables	(52.384)	(49.832)
Costos de Contratos	(1.677)	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Netos	3.623.120	4.756.270
Servidumbre y Derechos de Agua	30.267	25.886
Concesiones Neto (1)	2.788.295	4.121.136
Costos de Desarrollo	11.126	12.750
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	121.229	126.532
Programas Informáticos	521.019	429.848
Otros Activos Intangibles Identificables	38.469	40.118
Costos de Contratos	112.715	-

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Enel Distribución Río S.A. (*)	482.964	457.564
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	466.508	403.268
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	-	1.332.237
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.709.718	1.785.849
EGP Cachoeira Dourada S.A.	46.531	50.483
Grupo EGP Brasil	6.448	6.719
PH Chucás S.A. (*)	47.193	52.587
Enel Fortuna S.A.	27.624	28.711
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	114	1.940
Enel Green Power Volta Grande	1.193	1.776
TOTAL	2.788.295	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 ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022 y 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	Costos de Contratos	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	-	-	237.575	-	156.996	-	99.827	494.398
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.353)	(4.280)	181.184	5.980	(50.530)	1.670	16	132.687
Amortización	(134)	(1.595)	(435.828)	(6.118)	(47.565)	(4.807)	(1.677)	(497.724)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	(1.371)	-	(1.100)	-	-	(2.471)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	242	824	-	184	(4.666)	1.826	1.590	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	242	824	-	184	(4.666)	1.826	1.590	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(15.612)	-	-	-	(12)	(15.624)
Retiros de servicio	-	-	(15.612)	-	-	-	(12)	(15.624)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	-	-	(1.657.769)	-	(13.983)	(3.156)	(645)	(1.675.553)
Hiperinflación Argentina	-	-	268	-	46.542	1.377	-	48.187
Otros incrementos (disminuciones)	(379)	9.432	358.712	(5.349)	5.477	1.441	13.616	382.950
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.624)	4.381	(1.332.841)	(5.303)	91.171	(1.649)	112.715	(1.133.150)
Saldo final al 31.12.2022	11.126	30.267	2.788.295	121.229	521.019	38.469	112.715	3.623.120

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 31 de diciembre de 2022, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 237.575 (MUS\$365.893 al 31 de diciembre de 2021) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021 fueron de MUS\$494.398 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 1.336, MUS\$ 5.475 y MUS\$ 1.185, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,92%, 3,90% y 4,98% al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 114.581, MUS\$ 103.072 y MUS\$ 76.470, 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 31 de diciembre de 2022 y 2021. (Ver Nota 3.e).

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

Costos para obtener un contrato: corresponde fundamentalmente a costos relacionados con (i) la cesión de los contratos de suministro de energía (PPA) a favor de Enel Fortuna S.A., por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW; y (ii) Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.



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 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2021	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.12.2021	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.12.2022
Enel Distribución Rio S.A. (1)	Enel Distribución Rio S.A.	163.695	-	(11.043)	-	-	152.652	8.392	-	-	161.044
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (2)	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	12.662	-	(2.016)	-	-	10.646	(1.710)	-	-	8.936
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	24.603	-	(4.461)	10.263	(9.963)	20.442	(5.131)	8.066	(17.802)	5.575
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	63.846	-	(6.022)	-	-	57.824	2.746	-	-	60.570
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.023	-	(4.049)	-	-	55.974	3.077	-	-	59.051
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	120.172	-	(11.335)	-	-	108.837	5.169	-	-	114.006
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	(756)	-	-	3.953
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	19	-	(2)	-	-	17	1	-	-	18
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	762	-	(51)	-	-	711	39	-	-	750
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	82.399	-	(5.559)	-	-	76.840	4.225	-	-	81.065
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	411.729	-	(27.776)	-	-	383.953	21.107	-	-	405.060
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	-	422.410	15.282	-	-	437.692	24.062	-	-	461.754
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A.	-	2.252	(237)	-	-	2.015	(846)	-	-	1.169
Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.) (10)	Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.)	-	55.335	(4.623)	-	-	50.712	(8.146)	-	-	42.566
Enel Green Power Peru S.A. (10)	Enel Green Power Peru S.A.	-	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.	-	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	127	-	-	2.806
Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	Jaguito Solar 10MW S.A.	-	386	-	-	-	386	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A. (10)	Progreso Solar 20MW S.A.	-	772	-	-	-	772	-	-	-	772
Total		945.511	587.357	(62.943)	10.263	(9.963)	1.470.225	52.356	8.066	(17.802)	1.512.845

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 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	20.636.307	21.570.734
Construcción en Curso	3.048.930	2.920.093
Terrenos	126.809	153.913
Edificios	1.377.612	1.203.037
Plantas y Equipos de Generación	8.308.019	9.868.826
Infraestructura de Red	7.283.165	6.846.721
Instalaciones Fijas y Accesorios	491.772	578.144

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.954.117)	(8.573.206)
Edificios	(287.531)	(319.228)
Plantas y Equipos de Generación	(2.929.422)	(4.489.844)
Infraestructura de Red	(3.435.973)	(3.455.646)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(301.191)	(308.488)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13.682.190	12.997.528
Construcción en Curso	3.048.930	2.920.093
Terrenos	126.809	153.913
Edificios	1.090.081	883.809
Plantas y Equipos de Generación	5.378.597	5.378.982
Infraestructura de Red	3.847.192	3.391.075
Instalaciones Fijas y Accesorios	190.581	269.656



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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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	1.951.150	-	1.973	198	85.553	15.715	2.054.589
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(386.422)	(23.142)	(197)	(311.393)	(578.439)	(25.546)	(1.325.139)
Depreciación	-	-	(40.577)	(283.074)	(219.827)	(39.557)	(583.035)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(3.163)	-	-	(68.725)	-	-	(71.888)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(7)	(8.857)	(4.014)	(15.587)	(6.908)	(35.373)
Disposiciones	-	(7)	-	-	(5)	(1)	(13)
Retiros	-	-	(8.857)	(4.014)	(15.582)	(6.907)	(35.360)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(128.522)	(17.441)	(29.454)	(230.806)	(52.759)	(90.677)	(549.659)
Hiperinflación Argentina	233.192	10.149	31.129	143.263	736.790	37.867	1.192.390
Otros incrementos (disminución)	(181.634)	14	16.718	(9.019)	169.110	7.588	2.777
Total movimientos	128.837	(27.104)	206.272	(385)	456.117	(79.075)	684.662
Saldo final al 31.12.2022	3.048.930	126.809	1.090.081	5.378.597	3.847.192	190.581	13.682.190

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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 periodo (1)	(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 proceso	(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) y v) 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\$2.054.589 y MUS\$ 1.761.424 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 y 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\$ 548.626 (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\$ 1.166.648 (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\$ 339.315 al 31 de diciembre 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 52.562, MUS\$ 14.153 y MUS\$ 6.376, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,12%, 3,60% y 5,91% al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 126.690, MUS\$107.480 y MUS\$ 70.681 respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2022, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 1.033.216 (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 31 de diciembre de 2022, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 60.438 (MUS\$ 85.317 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 36.1). Cabe destacar que las propiedades, planta y equipo de Enel Generación Costanera han sido clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 6.2).

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. 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.

v) La Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., propiedad de nuestra subsidiaria Enel Colombia, finalizará su operación comercial a partir de noviembre de 2023. Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2022 el valor en libros de Propiedades, planta y equipo excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MCOP 283.266.920 (equivalentes a MUS\$66.686 al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022).

18. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 y 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	15.991	19.281	40.979	76.251
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(2.074)	28.367	7.650	33.943
Modificación y término anticipado de contratos	(1.454)	(10.742)	(13.628)	(25.824)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver notas 6.1 y 6.2)	(10.399)	-	-	(10.399)
Depreciación	(5.031)	(15.639)	(32.279)	(52.949)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(229)	(7.767)	7.996	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(229)	(7.767)	7.996	-
Hiperinflación Argentina	-	27	-	27
Otros incrementos (disminución)	(2.549)	(1.030)	516	(3.063)
Total movimientos	(5.745)	12.497	11.234	17.986
Saldo final al 31.12.2022	84.499	93.202	168.238	345.939

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	51.624	50.984	32.675	135.283
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(4.597)	(6.031)	(15.300)	(25.928)
Modificación y término anticipado de contratos	-	(54)	(55)	(109)
Adquisiciones realizadas mediante combiaciones de negocios	30.317	511	211	31.039
Depreciación	(4.001)	(10.718)	(21.312)	(36.031)
Hiperinflación Argentina	-	52	-	52
Otros incrementos (disminución)	468	383	376	1.227
Total movimientos	73.811	35.127	(3.405)	105.533
Saldo final al 31.12.2021	90.244	80.705	157.004	327.953

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento corresponden principalmente a contratos relacionados con edificios corporativos de subsidiarias, oficinas y flota de vehículos.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	50.461	15.556	34.905	74.651	13.964	60.687
Más de un año y no más de dos años	37.025	16.362	20.663	37.454	13.003	24.451
Más de dos años y no más de tres años	32.110	14.177	17.933	28.035	11.520	16.515
Más de tres años y no más de cuatro años	30.474	12.497	17.977	24.810	10.323	14.487
Más de cuatro años y no más de cinco años	20.927	11.162	9.765	23.825	9.003	14.822
Más de cinco años	126.571	16.223	110.348	149.473	31.857	117.616
Total	297.568	85.977	211.591	338.248	89.670	248.578

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 incluyen gastos de MUS\$ 898, MUS\$ 2.728 y MUS\$ 10.641 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 898 en 2022, MUS\$ 1.332 en 2021 y MUS\$ 3.046 en 2020, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 0 en 2022, MUS\$ 43 en 2021 y MUS\$ 1.281 en 2020 y arrendamientos variables de MUS\$ 0 en 2022, MUS\$ 1.353 en 2021 y MUS\$ 6.314 en 2020, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
Hasta un año		261		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		261		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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(Gasto) / Ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2022	2021	2020
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(825.285)	(663.161)	(559.077)
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)	323	11.381	8.956
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	13.564	7.081	4.250
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(1.913)	-
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	16.432	6.440	18
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(794.966)	(640.172)	(545.853)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(45.040)	(48.477)	(20.707)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(117.643)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(45.040)	(166.120)	(20.707)
Gasto por impuestos a las ganancias	(840.006)	(806.292)	(566.560)

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2022	Tasa	2021	Tasa	2020
Resultado Contable Antes De Impuestos		1.143.105		1.940.803		1.747.812
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(308.640)	(27,00%)	(524.017)	(27,00%)	(471.909)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,62%)	(121.415)	(4,15%)	(80.532)	(4,67%)	(81.699)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	10,83%	123.850	4,04%	78.335	5,41%	94.578
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(47,88%)	(547.366)	(8,73%)	(169.516)	(6,40%)	(111.780)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-	(6,06%)	(117.643)	-	-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,19%	13.565	0,36%	7.081	0,24%	4.250
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(46,48%)	(531.366)	(14,54%)	(282.275)	(5,42%)	(94.651)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(73,48%)	(840.006)	(41,54%)	(806.292)	(32,42%)	(566.560)

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 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	13.274	(843.377)	14.577	(655.097)
Amortizaciones	3.503	(27.066)	3.540	(26.501)
Obligaciones por beneficios post-empleo	441.819	(173)	445.962	(172)
Revaluaciones de instrumentos financieros	116.087	(56.492)	19.328	(16.378)
Pérdidas Fiscales	228.197	-	401.677	-
Provisiones	687.047	(542.762)	658.884	(317.525)
Provisión Contingencias Civiles	57.620	-	51.734	-
Provisión Contingencias Trabajadores	46.818	-	56.349	-
Provisión Cuentas incobrables	282.767	-	284.991	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.322	-	19.674	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(339.262)	-	(273.855)
Otras Provisiones	284.520	(203.500)	246.136	(43.670)
Otros Impuestos Diferidos	314.349	(500.235)	284.405	(699.732)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	-	-	(67.579)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(223.746)	-	(277.507)
Otros Impuestos Diferidos	314.349	(276.489)	284.405	(354.646)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.804.276	(1.970.105)	1.828.373	(1.715.405)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(940.053)	940.053	(836.005)	836.005
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	864.223	(1.030.052)	992.368	(879.400)

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2022	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Movimientos			Saldo neto al 31.12.2022
				Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(640.520)	(123.872)	-	(17.081)	223.917	(272.547)	(830.103)
Amortizaciones	(22.961)	(116)	-	-	(486)	-	(23.563)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.790	(22.399)	3.207	(3.667)	22.013	(3.298)	441.646
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.950	45.678	8.839	289	2.673	(834)	59.595
Pérdidas Fiscales	401.677	13.785	-	(205.546)	17.968	313	228.197
Provisiones	341.359	(120.507)	-	(49.156)	(6.048)	(21.363)	144.285
Provisión Contingencias Civiles	51.734	7.523	-	(3.376)	1.822	(83)	57.620
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	5.676	-	(17.700)	2.534	(41)	46.818
Provisión Cuentas Incobrables	284.991	39.405	-	(47.113)	6.959	(1.475)	282.767
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	19.674	(276)	-	(122)	661	(4.615)	15.322
Activos Financieros CINIIF 12	(273.855)	(54.272)	-	-	(11.135)	-	(339.262)
Otras Provisiones	202.466	(118.563)	-	19.155	(6.889)	(15.149)	81.020
Otros Impuestos Diferidos	(415.327)	162.391	(12)	9.404	(64.580)	122.214	(185.886)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(67.579)	3.118	-	68.237	(3.776)	-	-
Ajuste por inflación - Argentina	(277.507)	17.834	-	33.663	(11.708)	13.972	(223.746)
Otros Impuestos Diferidos	(70.241)	141.439	(12)	(92.496)	(49.097)	108.242	37.860
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	112.968	(45.040)	12.058	(265.757)	195.457	(175.515)	(165.829)

(*) Ver nota 6

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2021	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2021
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(430.994)	(145.375)	-	(42.981)	88.696	(109.866)	(640.520)
Amortizaciones	(12.344)	(468)	-	-	(10.149)	-	(22.961)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	(19.807)	(2.751)	-	(30.411)	335	445.790
Revaluaciones de instrumentos financieros	(29.609)	25.499	(2.386)	8.513	(1.480)	2.413	2.950
Pérdidas Fiscales	209.339	191.222	-	32.799	(31.442)	(241)	401.677
Provisiones	425.180	(22.332)	-	(34.689)	(16.209)	(10.591)	341.359
Provision 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 31 de diciembre de 2022, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 60.516 (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 31 de diciembre de 2022 asciende a MUS \$3.063.941 (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 31 de diciembre de 2022, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 7.988.396 (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 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2022			2021			2020		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por Impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(903)	12	(891)	(9)	-	(9)	(10)	-	(10)
Cobertura de Flujos de efectivo	(34.226)	(7.593)	(41.819)	20.775	(8.826)	11.949	(12.976)	5.038	(7.938)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(346)	-	(346)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio por conversión	(409.980)	-	(409.980)	(1.193.451)	-	(1.193.451)	(2.249.915)	-	(2.249.915)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(16.747)	2.787	(13.960)	9.312	(3.023)	6.289	(476.805)	161.766	(315.039)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(462.202)	(4.794)	(466.996)	(1.163.373)	(11.849)	(1.175.222)	(2.739.706)	166.804	(2.572.902)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2022	2021	2020
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	12.058	(5.137)	166.386
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(16.432)	(6.440)	(18)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(420)	(272)	436
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(4.794)	(11.849)	166.804

- 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 reviertan 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:

Desde AR\$	Hasta AR\$	Pagaran AR\$	Más el %	Sobre el excedente de AR\$
-	5.000.000	-	25%	-
5.000.001	50.000.000	1.250.000	30%	5.000.000
50.000.001	Sip 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 descripto 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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2021	al 31.12.2021
Préstamos que devengan intereses	1.191.605	1.181.392	5.132.513	4.905.270
Instrumentos derivados de cobertura (*)	120.250	49.245	137.607	12.313
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.024	2.197	1.005	-
Total	1.313.879	1.232.834	5.271.125	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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Préstamos bancarios garantizados	122.363	251.510	1.064.753	1.039.303
Préstamos bancarios no garantizados	560.550	415.140	1.619.771	1.197.748
Obligaciones con el público no garantizadas	350.555	342.772	2.334.355	2.380.871
Obligaciones con el público garantizadas	157.310	148.881	113.634	243.725
Otros préstamos	827	23.089	-	43.623
Total	1.191.605	1.181.392	5.132.513	4.905.270

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2022 y 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	al 31.12.2022						Total No Corriente				
					Vencimiento		Total Corriente	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\$	4.62%	4.62%	Sin Garantía	36	-	36	105.000	-	-	-	-	-	-	105.000
Chile	CLP	6.00%	6.00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2.51%	2.48%	Con Garantía	2.799	14.220	17.019	18.858	23.025	23.022	19.367	114.300	-	-	198.572
Peru	US\$	3.38%	3.34%	Sin Garantía	97	251.443	251.540	28.048	-	-	-	-	-	-	28.048
Peru	PEN	3.91%	3.88%	Sin Garantía	125	36.712	36.837	60.312	55.069	-	-	-	-	-	115.381
Brasil	US\$	3.44%	3.35%	Con Garantía	43.062	11.186	54.248	93.667	81.245	22.899	22.899	126.323	-	-	347.033
Brasil	BRL	8.23%	8.19%	Con Garantía	10.144	29.150	39.294	38.539	38.024	38.603	39.044	304.334	-	-	458.544
Brasil	EUR	2.29%	2.28%	Con Garantía	-	10.920	10.920	10.920	8.868	6.816	6.816	27.184	-	-	60.604
Brasil	US\$	2.88%	2.86%	Sin Garantía	83.238	39.660	122.898	236.976	201.079	110.278	9.882	88.144	-	-	646.359
Brasil	BRL	10.06%	10.05%	Sin Garantía	9.087	13	9.100	54.945	18	18	18	37	-	-	55.036
Colombia	COP	0.00%	0.00%	Con Garantía	279	603	882	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	10.88%	10.42%	Sin Garantía	74.737	65.401	140.138	30.033	33.356	206.466	187.878	212.214	-	-	669.947
Total					223.605	459.308	682.913	677.298	440.684	408.102	285.904	872.536			2.684.524

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2021						Total No Corriente				
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	0.38%	0.38%	Sin Garantía	5	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6.00%	6.00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	1.01%	1.01%	Con Garantía	2.025	10.188	12.213	12.000	12.000	12.000	12.000	76.000	-	-	124.000
Peru	US\$	1.61%	1.60%	Sin Garantía	2	-	2	-	38.032	-	-	-	-	-	38.032
Peru	PEN	2.31%	2.28%	Sin Garantía	91	243.805	243.896	35.047	57.578	-	-	-	-	-	92.625
Brasil	US\$	2.18%	2.10%	Con Garantía	12.776	99.498	112.274	54.715	95.122	82.529	23.377	152.318	-	-	408.061
Brasil	BRL	9.27%	9.13%	Con Garantía	86.135	32.150	118.285	37.906	32.799	32.183	32.566	283.737	-	-	419.191
Brasil	EUR	2.39%	2.28%	Sin Garantía	-	7.414	7.414	11.879	11.879	9.647	7.414	46.183	-	-	87.002
Brasil	US\$	1.93%	1.92%	Sin Garantía	26.738	-	26.738	118.319	240.246	116.725	55.790	-	-	-	531.080
Brasil	BRL	5.29%	5.20%	Sin Garantía	17	-	17	55.824	49.901	17	17	52	-	-	105.111
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 31 de diciembre de 2022 asciende a MUS\$ 3.008.706 (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).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2022									
											Vencimiento			Vencimiento				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 Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 2012 Finame	Brasil	BRL	3.51%	3.00%	Mensual	Si	392	261	653	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.III	Canadá	US\$	1.48%	1.47%	Al Vencimiento	Si	213	-	213	-	36.467	-	-	-	-	36.467
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.IV	Canadá	US\$	1.48%	1.47%	Al Vencimiento	Si	108	-	108	-	21.880	-	-	-	-	21.880
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 12 Finame	Brasil	BRL	3.47%	3.00%	Mensual	Si	196	195	391	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond d)	E.E.U.U.	US\$	2.93%	2.57%	Al Vencimiento	Si	13	-	13	1.128	-	-	-	-	-	1.128
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond p)	E.E.U.U.	US\$	6.37%	6.07%	Al Vencimiento	Si	21	-	21	1.616	-	-	-	-	-	1.616
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semiárido	Brasil	BRL	8.70%	8.69%	Mensual	Si	1.127	3.302	4.429	4.866	4.866	4.866	4.866	4.866	1.622	21.086
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	8.70%	8.69%	Mensual	Si	1.012	2.963	3.976	4.385	4.385	4.385	4.385	4.385	1.462	19.002
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8.21%	8.20%	Mensual	No	5	13	18	18	18	18	18	18	37	109
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.III - Coelce	Canadá	US\$	1.31%	1.30%	Al Vencimiento	No	77.516	-	77.516	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131.II - Coelce	Francia	US\$	2.25%	2.24%	Al Vencimiento	No	130	-	130	23.202	-	-	-	-	-	23.202
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce IV	Canadá	US\$	1.60%	1.59%	Al Vencimiento	No	276	39.660	39.936	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2.23%	2.22%	Al Vencimiento	No	219	-	219	49.412	-	-	-	-	-	49.412
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce	E.E.U.U.	US\$	3.32%	3.09%	Al Vencimiento	No	738	-	738	-	54.354	-	-	-	-	54.354
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V	Canadá	US\$	5.76%	5.75%	Al Vencimiento	No	660	-	660	-	-	45.365	-	-	-	45.365
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI	Canadá	US\$	5.40%	5.39%	Al Vencimiento	No	146	-	146	-	24.584	-	-	-	-	24.584
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	2.35%	2.33%	Al Vencimiento	No	2	-	2	26.223	-	-	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Internacional del Perú S.A.	Perú	PEN	6.96%	6.96%	Al Vencimiento	No	3	-	3	34.089	-	-	-	-	-	34.089
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú S.A.	Perú	PEN	2.61%	2.58%	Al Vencimiento	No	45	-	45	-	55.069	-	-	-	-	55.069
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	3.70%	3.65%	Al Vencimiento	No	75	36.712	36.787	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA S.A. New York Branch (agente)	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	32	-	32	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	31.500	-	-	-	-	-	31.500
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bank of América N.A.	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Commitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	0.38%	0.38%	Trimestral	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - 2º protocolo	Brasil	BRL	6.21%	6.20%	Mensual	Si	544	2.087	2.631	916	-	-	-	-	-	916
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131.II - Eletropaulo	Francia	US\$	1.81%	1.80%	Al Vencimiento	No	234	-	234	43.497	-	-	-	-	-	43.497
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131.III - Eletropaulo	Francia	US\$	2.08%	2.07%	Al Vencimiento	No	331	-	331	82.644	-	-	-	-	-	82.644
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.II - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.42%	2.41%	Al Vencimiento	No	110	-	110	-	38.971	-	-	-	-	38.971
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131.IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8.42%	8.41%	Al Vencimiento	No	13	-	13	54.927	-	-	-	-	-	54.927
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.73%	2.72%	Al Vencimiento	No	494	-	494	-	-	55.030	-	-	-	55.030
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo	Japón	US\$	2.09%	2.08%	Al Vencimiento	No	248	-	248	38.220	-	-	-	-	-	38.220
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131.IV	Canadá	US\$	2.48%	2.47%	Al Vencimiento	No	565	-	565	-	73.288	-	-	-	-	73.288
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	7º emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13.54%	13.53%	Al Vencimiento	No	9.070	-	9.070	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131.Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3.95%	3.94%	Al Vencimiento	No	325	-	325	-	1.976	1.976	1.976	1.976	17.853	23.781
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131.Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3.79%	3.78%	Al Vencimiento	No	1.247	-	1.247	-	7.906	7.906	7.906	7.906	70.291	94.009
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Continental	Perú	US\$	1.61%	1.60%	Al Vencimiento	No	1	-	1	28.048	-	-	-	-	-	28.048
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank	Perú	US\$	3.60%	3.55%	Al Vencimiento	No	96	31.053	31.149	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Colombia	COP	0.90%	0.90%	Al Vencimiento	No	60.695	-	60.695	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	COP	0.90%	0.90%	Al Vencimiento	No	92	41.665	41.757	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	11.92%	11.43%	Trimestral	No	484	-	484	-	-	-	-	20.623	-	20.623
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.80%	5.72%	Al Vencimiento	No	416	-	416	-	-	44.340	-	-	-	44.340
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10.97%	10.69%	Semestral	No	91	6.874	6.965	13.748	6.874	-	-	-	-	20.622
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	12.65%	11.97%	Mensual	No	197	527	724	703	702	233	-	-	-	1.638
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	12.15%	11.64%	Al Vencimiento	No	1.236	-	1.236	-	-	82.493	-	-	-	82.493
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	97	160	257	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	126	295	421	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	56	149	205	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11.43%	10.88%	Mensual	No	243	705	948	78	-	-	-	-	-	78
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11.27%	10.73%	Mensual	No	237	-	237	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11.27%	10.73%	Mensual	No	121	-	121	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11.44%	10.88%	Mensual	No	56	162	218	36	-	-	-	-	-	36

Miles de dólares estadounidenses - MU\$S

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 Amortización	Garantía	al 31.12.2022								
											Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente	
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Trece Años	Tre a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.90%	12.51%	Al Vencimiento	No	596	-	596	-	-	53.621	-	-	53.621
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.84%	12.26%	Al Vencimiento	No	2.967	-	2.967	-	-	-	-	98.992	98.992
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.15%	12.54%	Al Vencimiento	No	1.920	-	1.920	-	-	-	84.762	84.762	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.30%	12.68%	Al Vencimiento	No	207	-	207	-	-	-	-	18.355	18.355
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.82%	14.06%	Al Vencimiento	No	928	-	928	-	-	-	-	74.244	74.244
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10.41%	10.15%	Anual	No	2.372	12.374	14.746	12.374	12.374	12.374	-	-	37.122
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.38%	11.84%	Anual	No	1.102	-	1.102	-	10.312	10.312	10.312	20.623	51.559
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.35%	11.82%	Anual	No	317	3.093	3.410	3.093	3.093	3.093	-	-	9.279
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.59%	12.04%	Trimestral	No	331	-	331	-	-	-	30.935	-	30.935
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.12%	12.52%	Trimestral	No	129	-	129	-	-	-	41.247	-	41.247
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.58%	1.57%	Al Vencimiento	Si	30.994	-	30.994	-	-	-	-	-	-
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	3.62%	3.58%	Semestral	Si	-	8.120	8.120	8.000	8.000	8.000	8.000	40.000	72.000
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	1.18%	1.18%	Semestral	Si	2.799	2.000	4.799	4.000	4.000	4.000	4.000	24.000	40.000
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	2.47%	2.44%	Semestral	Si	-	140	140	-	3.333	3.333	3.333	30.000	39.999
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	2.72%	2.69%	Semestral	Si	-	37	37	-	833	833	833	7.500	9.999
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	3.677	3.677	6.858	6.858	2.855	-	-	16.571
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	50	50	-	-	4.000	-	-	4.000
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	196	196	-	-	-	3.200	12.800	16.000
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3.41%	3.37%	Al Vencimiento	No	-	150.280	150.280	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	US\$	4.92%	4.83%	Al Vencimiento	No	-	70.110	70.110	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	272	817	1.089	1.090	1.090	1.090	1.090	7.628	11.988
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.39%	9.38%	Mensual	Si	333	999	1.332	1.332	1.332	1.332	1.332	12.650	17.978
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	161	505	666	728	794	866	943	5.867	9.198
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	289	866	1.155	1.154	1.154	1.154	1.154	7.792	12.408
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	68	203	271	270	270	270	270	1.825	2.905
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	289	867	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	7.805	12.429
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	290	871	1.161	1.162	1.162	1.162	1.162	7.843	12.491
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	221	662	883	883	883	883	883	8.390	11.922
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	145	454	599	654	713	777	846	5.257	8.247
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	288	863	1.151	1.151	1.151	1.151	1.151	10.937	15.541
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	273	819	1.092	1.092	1.092	1.092	1.092	7.647	12.015
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.73%	8.72%	Mensual	Si	489	1.467	1.956	1.956	1.956	1.956	1.956	15.650	23.474
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.55%	8.54%	Mensual	Si	456	1.367	1.823	1.822	1.822	1.822	1.822	14.578	21.866
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.07%	9.06%	Mensual	Si	862	2.587	3.449	3.449	3.449	3.449	3.449	24.719	38.515
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	578	578	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	5.200	9.824
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	867	867	1.734	1.734	1.734	1.734	1.734	7.801	14.737
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	578	578	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	5.200	9.824
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	535	495	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	4.675	8.795
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	803	742	1.545	1.545	1.545	1.545	1.545	7.013	13.193
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	534	491	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	4.655	8.755
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.120	3.120	3.120	2.534	1.947	1.947	7.767	17.315
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	4.680	4.680	4.680	3.800	2.921	2.921	11.650	25.972
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.120	3.120	3.120	2.534	1.947	1.947	7.767	17.315
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	100	313	413	453	494	535	570	10.827	12.879
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	156	467	623	664	689	692	709	8.393	11.147
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.87%	Mensual	Si	178	534	712	800	806	825	845	8.947	12.223
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.90%	7.89%	Mensual	Si	158	473	631	672	698	701	718	8.499	11.288
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.86%	Mensual	Si	147	440	587	733	721	720	717	9.445	12.336
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	159	477	636	765	739	765	766	9.258	12.293
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	152	455	607	650	629	667	676	8.481	11.103
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	143	428	571	625	609	617	610	7.807	10.268
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.87%	7.86%	Mensual	Si	147	441	588	663	662	660	655	9.327	11.967
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.46%	8.45%	Mensual	Si	30	89	119	207	233	266	304	10.593	11.603
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	17	51	68	137	158	184	215	8.256	8.950
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	16	49	65	134	157	183	217	8.252	8.943
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	16	49	65	134	157	182	217	8.232	8.922
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	18	54	72	141	161	186	220	8.127	8.835
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.23%	8.10%	Mensual	Si	227	514	741	710	745	787	797	7.536	10.575
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	194	545	739	754	779	799	802	7.662	10.796
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.12%	8.11%	Mensual	Si	193	543	736	749	772	806	813	7.623	10.763
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.14%	8.13%	Mensual	Si	193	543	736	750	771	806	814	7.625	10.766
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	191	530	721	732	769	813	822	7.774	10.810
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP-1	España	US\$													

RUT Deudora	Nombre Empresas 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 Amortización	Garantía	Vencimiento			Vencimiento					Total No Corriente					
											Meses de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	el 31.12.2021										
														Uno a Dos Años	Doce a Trece Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años						
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brazil	Extranjero	BNP Paribas 4131	Brazil	BRL	8.77%	8.40%	Al Vencimiento	Si	74.277	1.112	74.277	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brazil	Extranjero	Bndes Capex 2012 Fname	Brazil	BRL	3.40%	3.00%	Mensual	Si	373	1.112	1.485	618	-	-	-	-	-	-	618			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brazil	Extranjero	BNP Paribas 4131 II	Francia	US\$	1.70%	1.69%	Al Vencimiento	Si	14	39.290	38.904	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 I	Canadá	US\$	1.40%	1.38%	Al Vencimiento	Si	215	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.970			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.18%	1.17%	Al Vencimiento	Si	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.182			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	4.73%	4.67%	Semestral	No	-	2.055	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	3.99%	3.95%	Mensual	No	209	638	847	837	838	838	838	279	-	-	2.792			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	3.28%	3.26%	Semestral	No	-	7.391	7.941	16.380	16.380	8.190	-	-	-	-	-	40.950		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	114	342	456	304	-	-	-	-	-	-	-	304		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	150	451	501	501	-	-	-	-	-	-	-	501		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	66	199	255	244	-	-	-	-	-	-	-	244		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia SA	Colombia	COP	2.74%	2.72%	Mensual	No	280	845	1.125	1.121	93	-	-	-	-	-	-	1.214		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia SA	Colombia	COP	2.59%	2.57%	Mensual	No	842	2.532	3.974	281	-	-	-	-	-	-	-	281		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia SA	Colombia	COP	2.65%	2.63%	Mensual	No	215	648	883	144	-	-	-	-	-	-	-	144		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia SA	Colombia	COP	2.80%	2.78%	Mensual	No	64	193	257	257	43	-	-	-	-	-	-	300		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	2.82%	2.80%	Trimestral	No	-	50.218	60.219	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	2.82%	2.80%	Trimestral	No	-	61.103	61.103	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	3.64%	3.61%	Trimestral	No	-	457	467	-	-	-	-	-	-	-	-	98.280		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	2.74%	2.72%	Anual	No	-	15.690	15.690	14.742	14.742	14.742	14.742	14.742	-	-	-	58.068		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.80%	5.72%	Trimestral	No	-	495	495	-	-	-	-	-	-	-	-	52.826		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	4.42%	4.37%	Trimestral	No	-	248	248	-	-	-	-	-	-	-	-	63.882		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Bndes Capex 12 Fname	Brazil	BRL	3.38%	3.00%	Mensual	Si	186	559	741	370	-	-	-	-	-	-	-	63.870		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Banco do Brasil (bond d)	E.E.U.U.	US\$	1.91%	1.17%	Al Vencimiento	Si	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.143		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Banco do Brasil (bond p)	E.E.U.U.	US\$	6.37%	6.36%	Al Vencimiento	Si	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.638		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	BNB Contrato - Semiarido	Brazil	BRL	12.78%	12.77%	Mensual	Si	1175	3.432	4.201	4.576	4.576	4.576	4.576	4.576	-	-	-	6.102		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brazil	BRL	12.78%	12.77%	Mensual	Si	1.043	3.093	4.136	4.123	4.123	4.123	4.123	4.123	-	-	-	5.498		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Finep - Coelce	Brazil	BRL	5.93%	5.75%	Mensual	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Coelce	Canadá	US\$	1.23%	1.22%	Al Vencimiento	No	473	-	473	78.112	17	17	17	17	-	-	-	82		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	BNP 4131 III - Coelce	Francia	US\$	2.15%	2.14%	Al Vencimiento	No	131	-	131	-	-	-	-	-	-	-	-	23.628		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	BNP 4131 III - Coelce	Francia	US\$	1.56%	1.55%	Al Vencimiento	No	23.619	-	23.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce IV	Canadá	US\$	1.46%	1.45%	Al Vencimiento	No	283	-	283	40.207	-	-	-	-	-	-	-	-	40.207	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brazil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2.10%	2.09%	Al Vencimiento	No	228	-	228	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.094	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	2.35%	2.33%	Al Vencimiento	No	10	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	25.304		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Internacional del Perú S.A.	Perú	PEN	3.75%	3.70%	Al Vencimiento	No	78	42.557	42.553	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.034	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú S.A.	Perú	PEN	2.58%	2.58%	Al Vencimiento	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.047	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	3.70%	3.65%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.544	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brazil	Extranjero	Bndes CG 2018	Brazil	BRL	16.91%	16.90%	Mensual	Si	1.817	5.226	7.043	2.903	-	-	-	-	-	-	-	-	2.903	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 Celg	E.E.U.U.	US\$	2.39%	2.38%	Al Vencimiento	Si	391	48.762	49.163	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Chile	97036900-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Chile	94.271.000-3	Continental Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	1.38%	1.38%	Trimestral	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brazil	BRL	4.08%	3.75%	Mensual	Si	576	1.817	2.383	2.474	865	-	-	-	-	-	-	-	3.339	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1.71%	1.70%	Al Vencimiento	No	237	-	237	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.097	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	1.96%	1.95%	Al Vencimiento	No	335	-	335	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.785	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.30%	2.29%	Al Vencimiento	No	111	-	111	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.508	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8.96%	8.41%	Al Vencimiento	No	12	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.885	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.57%	2.56%	Al Vencimiento	No	509	-	509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.790	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	MIFG 4131 - Eletropaulo	Francia	US\$	1.89%	1.88%	Al Vencimiento	No	238	-	238	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.747	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	2.31%	2.30%	Al Vencimiento	No	573	-	573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.217	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brazil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brazil	BRL	6.30%	6.29%	Al Vencimiento	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.807
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Continental	Perú	US\$	1.61%	1.60%	Al Vencimiento	No	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.032	
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	PEN	0.55%	0.55%	Al Vencimiento	No	2	155.209	155.211	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Empresa)	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	COP	3.50%	3.50%	Al Vencimiento	No	175	-	175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.570	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Empresa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	4.02%	4.02%	Al Vencimiento	No	130	-	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.855	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Empresa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	4.34%	4.34%	Al Vencimiento	No	53	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.140	
Extranjero	EGP Cachoira Dourada S.A.	Brazil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.47%	1.46%	Al Vencimiento	Si	84	-	84	31.338	-	-	-	-	-	-	-	-	31.338	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	1.01%	1.01%	Semestral	Si	2.025	10.188	12.213	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	-	-	-	-	76.000	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	PEN	0.88%	0.88%	Al Vencimiento	No	4	46.039	46.039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brazil	Extranjero	Banco Itaú S.A.	Brazil	BRL	0.35%	0.35%	Al Vencimiento	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brazil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brazil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	71	245	318	391	429	468	507	10.803	-	-	-	-	12.698	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brazil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brazil	BRL	12.00%	11.99%	Mensual	Si	216	472	688	646										

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2022					Total No Corriente
				Vencimiento			Vencimiento					
				Menos de 90 días	Más de 90 días		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	-	-	592.135	-	-	592.135
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	275	-	275	-	-	-	-	10.017	10.017
Peru	PEN	6,01%	Sin Garantía	3.073	43.322	46.395	39.965	36.712	26.223	23.600	132.032	258.532
Brasil	BRL	12,03%	Sin Garantía	48.474	83.448	131.922	192.771	91.014	174.485	54.453	461.773	974.496
Colombia	COP	13,38%	Sin Garantía	9.763	157.795	167.558	142.668	155.966	-	51.558	148.983	499.175
Total				61.585	288.970	350.555	375.404	283.692	792.843	129.611	752.805	2.334.355

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2021					Total No Corriente
				Vencimiento			Vencimiento					
				Menos de 90 días	Más de 90 días		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\$

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 31.12.2022									
										Vencimiento			Vencimiento				Total No Corrientes		
										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 - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	12.07%	12.07%	Anual	95	18.142	18.237	14.576	-	-	-	-	-	14.576
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	13.52%	13.52%	Al Vencimiento	46	7.576	7.622	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	12.28%	12.28%	Anual	174	-	174	40.615	25.569	-	-	-	-	66.184
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE17)	Brasil	BRL	13.02%	13.02%	Anual	34.447	-	34.447	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	10.45%	10.45%	Al Vencimiento	2.547	-	2.547	71.288	-	-	-	-	-	71.288
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	7.58%	7.58%	Al Vencimiento	880	-	880	-	-	-	-	-	118.074	118.074
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US\$	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	275	-	275	-	-	-	-	-	10.017	10.017
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.15%	6.06%	Al Vencimiento	-	113	113	-	-	-	-	-	13.111	13.111
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.06%	5.06%	Al Vencimiento	-	79	79	-	10.489	-	-	-	-	10.489
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.19%	5.13%	Al Vencimiento	291	-	291	-	-	-	-	-	13.112	13.112
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7.41%	7.28%	Al Vencimiento	241	-	241	-	-	-	-	-	9.309	9.309
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7.51%	7.38%	Al Vencimiento	-	138	138	-	-	-	-	-	15.734	15.734
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	-	15.786	15.786	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	381	-	381	20.978	-	-	-	-	-	20.978
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8.29%	8.13%	Al Vencimiento	431	-	431	-	-	-	-	-	18.356	18.356
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.19%	6.09%	Al Vencimiento	777	26.223	27.000	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.09%	6.00%	Al Vencimiento	-	250	250	18.987	-	-	-	-	-	18.987
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.80%	5.72%	Al Vencimiento	-	200	200	-	26.223	-	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.45%	5.38%	Al Vencimiento	392	-	392	-	-	26.223	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5.99%	5.91%	Al Vencimiento	-	252	252	-	-	-	-	-	34.089	34.089
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5.13%	5.06%	Al Vencimiento	561	-	561	-	-	-	-	23.600	-	23.600
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP, Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4.36%	4.31%	Al Vencimiento	-	282	282	-	-	-	-	-	28.320	28.320
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	17.93%	16.84%	Al Vencimiento	856	-	856	-	39.873	-	-	-	-	39.873
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	170	-	170	41.247	-	-	-	-	-	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	609	-	609	-	41.247	-	-	-	-	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	16.57%	15.63%	Al Vencimiento	1.156	-	1.156	-	-	-	-	-	32.997	32.997
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	15.71%	14.86%	Al Vencimiento	1.141	40.215	41.356	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6.30%	6.16%	Al Vencimiento	242	57.745	57.987	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	16.53%	15.60%	Al Vencimiento	434	-	434	-	-	-	-	-	41.247	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	240	-	240	51.558	-	-	-	-	-	51.558
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	15.29%	14.48%	Al Vencimiento	749	-	749	-	-	-	-	51.558	-	51.558
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	19.39%	18.12%	Al Vencimiento	287	-	287	11.426	-	-	-	-	-	11.426
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	16.62%	15.68%	Al Vencimiento	332	-	332	-	-	-	-	-	41.247	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	18.15%	17.03%	Al Vencimiento	722	-	722	-	74.847	-	-	-	-	74.847
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	17.20%	16.19%	Al Vencimiento	677	-	677	-	-	-	-	-	33.493	33.493
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	16.84%	15.87%	Al Vencimiento	762	-	762	38.438	-	-	-	-	-	38.438
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	17.81%	16.73%	Al Vencimiento	1.386	59.834	61.220	-	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	-	5	5	-	-	-	858	-	-	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	Al Vencimiento	-	4.400	4.400	-	-	-	591.277	-	-	591.277
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	13.35%	13.34%	Anual	2.307	-	2.307	66.291	65.444	-	-	-	-	131.735
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	9.95%	9.94%	Al Vencimiento	939	-	939	-	-	174.485	-	-	-	174.485
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	10.19%	10.18%	Anual	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-	137.028	137.028
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	14.30%	14.29%	Anual	3.805	-	3.805	-	-	-	-	54.453	-	54.453
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13.54%	13.53%	Al Vencimiento	-	57.730	57.730	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	14.12%	14.11%	Anual	1.895	-	1.895	-	-	-	-	-	152.369	152.369
Total										61.585	288.970	350.555	375.404	283.692	792.843	129.611	752.805	2.334.355	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2021								
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total No Corriente		
										Menos de 90 días	Más de 90 días		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 - 2 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 serie	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 serie	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	2.360.871

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

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

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2022					Total No Corriente
				Menos de 90 días	Más de 90 días		Vencimiento					
							Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	12.04%	Con Garantía	6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634
Total				6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2021					Total No Corriente
				Menos de 90 días	Más de 90 días		Vencimiento					
							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\$

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 31.12.2022						Total No Corriente			
										Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento					
										Menos de 90 días	Más de 90 días			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años		Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	9,61%	9,56%	Anual	637	11.816	12.453	12.196	12.196	12.196	12.197	22.158	70.943	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	9,57%	9,56%	Anual	346	6.560	6.906	6.766	6.766	6.766	6.766	12.294	39.358	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	13,84%	13,81%	Anual	5.708	132.057	137.765	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,60%	13,59%	Semestral	-	88	88	98	394	458	309	477	1.736	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,68%	13,67%	Semestral	-	98	98	103	524	473	281	216	1.597	
Total										6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634	

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 Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2021						Total No Corriente			
										Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento					
										Menos de 90 días	Más de 90 días			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años		Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
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 Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	4,94%	4,93%	Anual	5.831	125.080	130.911	125.176	-	-	-	-	125.176	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,64%	18,63%	Semestral	6	200	206	108	49	350	407	716	1.630	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,63%	18,62%	Semestral	6	250	256	87	91	464	420	451	1.513	
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 31 de diciembre de 2022 asciende a MUS\$ 2.826.040 (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 31.12.2022								
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Daycoval (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1.35%	Al Vencimiento	827	-	827	-	-	-	-	-	-
Total									827	-	827	-	-	-	-	-	-

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								
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (Luz para Todos VI)	Brasil	BRL	6.00%	Mensual	64	85	149	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (Luz para Todos VII)	Brasil	BRL	6.00%	Mensual	73	218	291	242	-	-	-	-	242
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0.25%	Trimestral	1.434	4.314	5.748	8.235	4.741	4.787	7.394	11.053	36.210
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	7.57%	Mensual	975	7.304	8.279	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21.68%	Mensual	816	5.020	5.836	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6.80%	Mensual	604	1.729	2.333	761	398	1.860	2.050	1.862	6.931
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	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 31 de diciembre 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 y MUS\$ 35.064 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(7.272)	(8.683)	(9.453)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	3.456	(980)	(1.299)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	2.155	1.601	1.268
Diferencias de conversión	(316)	790	801
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(1.977)	(7.272)	(8.683)

e) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 765.000 (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\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	4,62%	1.495	4.486	5.981	105.997	-	-	-	-	105.997
Perú	PEN	3,88%	39.812	76.268	116.080	64.930	55.919	-	-	-	120.849
Perú	US\$	2,79%	5.452	201.517	206.969	52.155	27.589	26.927	22.683	124.082	253.436
Colombia	COP	10,42%	79.199	116.218	195.417	93.894	94.004	261.836	227.294	242.324	919.352
Brasil	US\$	3,11%	96.765	102.463	199.228	313.493	294.325	134.865	29.481	146.403	918.567
Brasil	BRL	8,33%	23.172	66.719	89.891	179.739	86.846	83.877	80.718	565.855	997.035
Brasil	EUR	2,28%	406	12.204	12.610	12.362	10.038	7.784	7.629	28.948	66.761
Total			246.301	579.875	826.176	822.570	568.721	515.289	367.805	1.107.612	3.381.997

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2021								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		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\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	621.750	-	-	671.868
Perú	US\$	6,34%	166	499	665	666	666	666	666	10.055	12.719
Perú	PEN	6,01%	4.426	54.003	58.429	54.490	49.130	35.749	32.282	161.737	333.388
Colombia	COP	13,38%	137.168	88.408	225.576	196.824	199.552	27.307	118.696	138.077	680.456
Brasil	BRL	12,03%	70.168	334.189	404.357	317.814	194.037	263.119	128.945	625.603	1.529.518
Total			218.193	495.893	714.086	594.853	468.444	948.591	280.589	935.472	3.227.949

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2021								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		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	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	627.988	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	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	1,35%	827	-	827	-	-	-	-	-	-
Total			827	-	827	-	-	-	-	-	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2021								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		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 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Pasivos por arrendamientos	34.905	60.687	176.686	187.891
Total	34.905	60.687	176.686	187.891



21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Vencimiento					Total No Corriente				
								# 31.12.2022									
								Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Doce a Tres Años		Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cincos Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank del Perú	Perú	PEN	5.54%	Trimestral	102	-	102	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Banco Continental	Perú	PEN	4.37%	Trimestral	2	1,806	1,808	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	US\$	2.27%	Mensual	317	992	1,309	1,381	1,456	1,533	1,614	5,833	11,817
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BuildingInmuebles Panamericana S.A.	Perú	PEN	5.19%	Mensual	60	181	241	253	87	-	-	-	340
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Mareauto Perú S.A.	Perú	PEN	7.77%	Mensual	96	299	395	244	-	-	-	-	244
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	PEN	1.61%	Trimestral	3	1,558	1,561	779	-	-	-	-	779
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	US\$	6.79%	A vencimiento	-	68	68	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	US\$	9.94%	Mensual	121	301	422	371	202	134	78	127	912
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	4.44%	Mensual	10	30	40	32	-	-	-	-	32
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	6.22%	Mensual	468	974	1,442	1,330	1,374	1,420	1,467	13,214	18,206
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetti Mendoza	Colombia	COP	16.28%	Anual	95	-	95	5	5	7	8	7	1,444
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charry y Herederos S A S	Colombia	COP	11.31%	Anual	88	-	88	-	-	-	-	-	1,881
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S	Colombia	COP	11.31%	Anual	52	-	52	-	-	-	-	-	1,037
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S	Colombia	COP	11.31%	Anual	38	-	38	-	-	-	-	-	767
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjares Charry	Colombia	COP	11.31%	Anual	24	-	24	-	-	-	-	-	1,361
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P	Colombia	COP	7.88%	Mensual	9	13	22	21	23	25	27	613	709
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	7.50%	Mensual	76	157	233	222	239	257	276	3,103	4,087
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	7.50%	Mensual	57	108	165	166	178	191	206	2,309	3,050
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	7.50%	Mensual	46	94	140	133	143	154	165	1,881	2,478
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	11.27%	Anual	127	-	127	-	-	-	-	-	1,066
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorífico Rodco Ltda.	Colombia	COP	13.11%	Anual	93	-	93	-	-	-	-	-	910
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	4.14%	Mensual	432	1,300	1,732	320	-	-	-	-	320
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busexpress S.A.	Colombia	COP	9.50%	Mensual	161	481	642	680	71	-	-	-	781
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COP	9.25%	Mensual	100	163	263	148	30	-	-	-	178
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.79%	Anual	79	-	79	-	-	5	6	8	1,547
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	6.71%	Mensual	280	220	500	109	99	99	56	27	1,816
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13.41%	Trimestral	5	-	5	1	1	1	1	94	98
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Propertes S/A	Brasil	BRL	16.74%	Mensual	339	586	925	898	1,053	1,235	1,449	6,494	11,129
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ISL Locacoes Ltda	Brasil	BRL	11.02%	Mensual	1,492	4,451	5,943	6,505	7,222	7,466	-	-	21,193
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões	Brasil	BRL	11.82%	Mensual	223	154	377	133	150	170	15	-	468
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	9.97%	Mensual	599	268	867	93	-	-	-	-	90
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistics Ltda	Brasil	BRL	11.41%	Mensual	278	774	1,052	895	79	-	-	-	974
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	456	874	1,330	458	288	29	-	-	776
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.26%	Mensual	54	69	123	29	46	53	61	142	331
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	US\$	2.23%	Mensual	150	469	619	653	688	724	762	2,756	6,583
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	8.29%	Mensual	60	192	252	256	38	-	-	-	294
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	US\$	2.67%	Mensual	26	127	153	98	22	-	-	-	113
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.86%	Mensual	90	67	157	78	73	85	97	621	954
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social - Brasiletos	Brasil	BRL	19.53%	Mensual	148	199	347	301	352	408	475	1,945	3,481
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	570	257	827	87	-	-	-	-	87
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.91%	Mensual	195	516	711	325	206	219	230	687	1,667
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.17%	Mensual	13	21	34	28	18	20	24	78	188
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundo de Investimento Imobiliario Patrimonial III	Brasil	BRL	12.24%	Mensual	987	-	987	831	904	1,006	-	-	2,741
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coesca de Seguridade Social - Faleca	Brasil	BRL	9.35%	Mensual	844	-	844	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	261	164	425	103	-	-	-	-	103
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	305	583	888	850	972	1,072	980	2,424	6,296
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	13	13	4	-	-	-	-	4
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.85%	Mensual	4	37	41	8	9	10	12	42	90
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US\$	4.95%	Mensual	73	220	293	192	192	192	192	960	1,739
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	US\$	5.50%	Mensual	47	141	188	93	49	-	-	-	286
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	1,316	1,316
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	-	-	-	-	269	-	-	-	269
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	8.89%	Mensual	63	188	251	72	72	72	72	982	1,270
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Anual	13	-	13	-	-	-	-	-	560
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Agrícola Manuela S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	57	-	57	-	-	-	-	-	2,488
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	32	-	32	-	-	-	-	-	627
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	877
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US\$	9.68%	Anual	43	-	43	-	-	-	-	-	834
Extranjero	EGP Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US\$	8.50%	Mensual	9	29	38	45	51	58	66	424	644
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	9.14%	Mensual	13	40	53	33	-	-	-	-	33
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	US\$	2.01%	Mensual	2	158	160	125	-	-	-	-	125
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano Castillo	Panamá	US\$	6.33%	Mensual	12	37	49	67	67	67	67	545	813
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldva	Panamá	US\$	6.75%	Mensual	12	37	49	69	69	69	69	578	864
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	6.75%	Mensual	3	10	13	32	32	32	32	260	388
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14.06%	Mensual	145	25	170	37	43	49	56	120	305
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Extralião Projetos e Servicos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	20	19	39	15	18	21	25	1,068	1,145
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	12.24%	Mensual	30	13	43	21	25	29	35	1,663	1,773
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	383	1,131	1,494	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	11	8	19	12	13	15	17	771	828
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	14.27%	Mensual	170	3	173	10	11	13	16	943	993
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria e Agropastoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	15.35%	Mensual	12	4	16	5	5	6	7	1,054	1,077
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queixo Dantas	Brasil	BRL	14.94%	Mensual	12	4	16	8	7	8	9	1,051	1,081
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Empório de Cereais Benedito de Souza	Brasil	BRL	13.37%	Mensual	18	4	22	4	4	5	6	2,082	2,140
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Manisa Petterman Rataczyk	Brasil	BRL	13.10%	Mensual	22	114							

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Más de Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	7.50%	Mensual	83	164	247	233	251	270	290	3813	4.857	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	7.50%	Mensual	60	107	167	167	179	193	207	2.722	3.488	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	7.50%	Mensual	50	98	148	140	150	161	173	2.325	2.949	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	4.14%	Mensual	504	1.490	1.994	2.056	351	-	-	2.407	2.407	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	8.16%	Mensual	320	404	724	382	213	92	88	1.116	1.891	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank del Perú	Perú	PEN	5.89%	Trimestral	680	1.982	2.662	96	-	-	-	-	96	96
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Banco Continental	Perú	PEN	2.99%	Trimestral	2.823	8.505	11.328	1.715	-	-	-	-	1.715	1.715
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	USD	2.27%	Mensual	300	939	1.239	1.308	1.380	1.455	1.532	7.441	13.116	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BuildingInmuebles Panamericana S.A.	Perú	PEN	5.19%	Mensual	56	172	228	240	253	87	-	-	580	580
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Mareauto Perú S.A.	Perú	PEN	7.77%	Mensual	86	266	352	377	233	-	-	-	610	610
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.61%	Mensual	79	235	314	264	217	131	56	-	688	688
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú	Perú	USD	3.70%	Trimestral	2.399	-	2.399	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Banco Continental	Perú	USD	2.84%	Trimestral	1.910	3.858	5.768	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	7.37%	Mensual	2	6	8	8	5	-	-	-	13	13
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Colombia	Colombia	COP	7.89%	Mensual	2.231	1.861	4.092	1.573	1.573	1.573	1.573	9.443	16.736	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	8.52%	Mensual	171	186	357	121	40	4	-	-	165	165
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Castello Branco Office Park	Brasil	BRL	14.20%	Mensual	16	47	63	1.111	1.268	1.449	1.654	148	6.630	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	BRL	9.45%	Mensual	576	1.675	2.251	2.417	2.645	2.895	2.975	16	10.948	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos	Perú	BRL	7.28%	Mensual	202	629	831	790	-	-	-	-	290	290
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Perú	BRL	8.97%	Mensual	-	178	178	2.138	2.138	2.138	2.138	12.826	21.378	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Perú	BRL	8.97%	Mensual	715	1.606	2.321	819	85	-	-	-	904	904
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	8.34%	Mensual	1.724	1.668	3.392	1.515	332	231	22	-	2.100	2.100
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.42%	Mensual	21	44	65	39	-	-	-	-	39	39
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	PEN	1.59%	Trimestral	715	1.637	2.352	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	USD	2.23%	Mensual	142	444	586	618	652	687	724	3.515	6.196	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	7.26%	Mensual	6	17	23	24	15	-	-	-	39	39
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.82%	Mensual	15	43	58	41	41	14	-	-	96	96
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	9.01%	Mensual	123	185	308	179	100	4	4	469	766	766
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	494	1.526	2.020	780	82	-	-	-	862	862
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	7.14%	Mensual	306	223	529	222	16	13	12	22	285	285
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	9.33%	Mensual	32	27	59	19	12	-	-	-	31	31
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundo de Investimento Imobiliario Patrimonial III	Brasil	BRL	8.54%	Mensual	1.731	-	1.731	725	787	857	953	-	3.322	3.322
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	226	696	922	399	97	-	-	-	496	496
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	8.86%	Mensual	365	277	642	69	68	72	79	51	339	339
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITA Empresa de Transportes Ltda. Frota Nova	Brasil	BRL	11.49%	Mensual	529	1.554	2.083	2.203	992	-	-	-	3.195	3.195
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	8.75%	Mensual	345	72	417	54	40	3	-	-	97	97
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.73%	Mensual	16	29	45	6	-	-	-	-	6	6
Extranjero	EDSJR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	14	14	24	-	-	-	-	24	24
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	9.39%	Mensual	10	29	39	40	-	-	-	-	40	40
Extranjero	USME ZE S.A.S	Colombia	Extranjero	Trami Inversiones S.A.S	Colombia	COP	8.58%	Mensual	732	-	732	-	-	-	-	4.349	4.349	
Extranjero	FONTIBON ZE S.A.S	Colombia	Extranjero	Trami Inversiones S.A.S	Colombia	COP	8.58%	Mensual	-	260	260	-	-	-	-	7.333	7.333	
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	9.25%	Mensual	3	8	11	14	11	-	-	-	25	25
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13.41%	Trimestral	4	-	4	-	1	1	1	113	116	116
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.98%	Anual	138	6	144	9	4	6	6	3.026	3.061	3.061
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetti	Colombia	COP	15.28%	Anual	122	5	127	5	7	7	8	1.635	1.662	1.662
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal	Colombia	COP	11.27%	Anual	41	-	41	-	-	-	-	1.226	1.226	1.226
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris de Manjares - Sucesion	Colombia	COP	11.31%	Anual	85	-	85	-	-	-	-	1.655	1.655	1.655
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S	Colombia	COP	11.31%	Anual	64	-	64	-	-	-	-	1.159	1.169	1.169
Extranjero	EGP Colombia SAS ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjares Charris	Colombia	COP	11.23%	Anual	46	-	46	-	-	-	-	1.531	1.631	1.631
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	USD	4.95%	Mensual	60	180	240	192	192	192	192	1.153	1.921	1.921
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	4.04%	Mensual	12	36	48	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	96	157	-	-	-	253	253
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	8.89%	Mensual	32	99	131	85	85	85	85	1.132	1.472	1.472
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Anual	10	-	10	-	-	-	-	561	561	561
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agrícola Mamusa S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	43	-	43	-	-	-	-	2.495	2.495	2.495
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	22	-	22	-	-	-	-	628	628	628
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	31	-	31	-	-	-	-	878	878	878
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenéné	Guatemala	USD	9.68%	Anual	29	-	29	-	-	-	-	835	835	835
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	9.14%	Mensual	11	35	46	50	31	-	-	-	81	81
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	10.10%	Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano Castillo	Panamá	USD	6.33%	Mensual	49	9	58	30	30	30	30	712	832	832
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	USD	6.75%	Mensual	49	-	49	29	29	29	29	734	850	850
Extranjero	Jaguato Solar 10MW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	6.75%	Mensual	14	-	14	14	14	14	14	339	395	395
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	15.92%	Mensual	119	469	688	746	874	1.024	1.199	4.634	8.477	8.477
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11.66%	Mensual	81	9	90	12	13	15	12	1.988	2.040	2.040
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Calcanio Impg Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	13.18%	Mensual	7	28	35	9	10	12	13	1.224	1.288	1.288
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Espolho de Cuiú Benvidio de Souza	Brasil	BRL	14.49%	Mensual	58	2	60	3	4	4	5	1.315	1.331	1.331
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhães E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	13.25%	Mensual	32	11	43	16	19	21	24	1.281	1.361	1.361
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Joao Carlos Ratajczyk	Brasil	BRL	12.48%	Mensual	461	54	515	46	55	64	73	363	601	601
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.47%	Mensual	3.577	593	4.170	683	764	654	651	31.410	34.182	34.182
Total									28.270	34.417	60.687	24.451	16.515	14.487	14.822	117.616	187.891	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\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente	
			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	4	-	-	-	-	4
Perú	US\$	2,99%	674	2.000	2.674	2.706	2.652	2.618	2.629	9.037	19.642
Perú	PEN	7,39%	523	4.554	5.077	1.964	188	60	50	-	2.262
Colombia	COP	8,53%	2.395	6.487	8.882	8.450	6.953	6.558	6.198	44.011	72.170
Brasil	BRL	13,38%	10.223	23.037	33.260	26.078	27.111	22.213	12.365	189.245	277.012
Panamá	US\$	7,72%	100	1.556	1.656	758	688	614	594	7.401	10.055
Guatemala	US\$	8,26%	141	425	566	1.758	1.096	1.058	1.019	7.687	12.618
Costa Rica	US\$	8,50%	24	72	96	98	101	103	105	518	925
Total			14.081	38.137	52.218	41.816	38.789	33.224	22.960	257.899	394.688

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2021								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Argentina	ARS	0,62%	2	6	8	22	11	-	-	-	33
Perú	US\$	3,38%	5.608	7.608	13.216	2.715	2.719	2.659	2.625	11.581	22.299
Perú	PEN	5,25%	3.824	11.237	15.061	2.603	556	88	-	-	3.247
Colombia	COP	8,47%	5.627	7.949	13.576	10.888	8.466	7.589	7.254	59.773	93.970
Brasil	BRL	11,84%	11.414	22.589	34.003	22.917	17.467	15.434	14.662	150.720	221.200
Panamá	US\$	7,78%	80	764	844	674	658	638	618	8.806	11.394
Guatemala	US\$	8,26%	120	362	482	1.710	925	877	827	4.578	8.917
Total			26.675	50.515	77.190	41.529	30.802	27.285	25.986	235.458	361.060

22. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, 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 31.12.2022 %	al 31.12.2021 %
Tasa de interés fija	24%	31%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Como es de conocimiento público, la LIBOR será descontinuada paulatinamente, con una fecha límite del 30 de junio de 2023, y el consenso de mercado es que ésta sea sustituida por la tasa de referencia SOFR, correspondiente a una tasa libre de riesgos.

El Grupo Enel Américas ha desarrollado un análisis sobre los potenciales impactos de esta reforma, lo que incluye una identificación de los contratos afectados, un análisis de las cláusulas relevantes y un plan de trabajo con el fin de adaptar y actualizar dicha documentación a los nuevos estándares de mercado.

Sin embargo, lo anterior no elimina algunos potenciales riesgos propios del proceso de adaptación a la nueva tasa de referencia, como lo son un posible aumento o disminución de tasa de interés post cambio de tasa de referencia, riesgo relacionado a la disponibilidad de datos de la nueva tasa, riesgo operacional derivado de la necesidad de adaptar nuestros sistemas a la nueva referencia, entre otros.

Al 31 de diciembre de 2022, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 420 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 cuarto 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 cuarto 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 31 de diciembre 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 diciembre 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 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.121.693 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 765.000 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\$ 772.236.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022			
	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	-	4.450.411	-	-
Instrumentos derivados	20.518	-	-	15.123
Otros activos de carácter financiero	164.357	15.675	-	-
Total Corriente	184.875	4.466.086	-	15.123
Instrumentos de patrimonio	-	-	22.180	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	479.642	-	-
Instrumentos derivados	40.783	-	-	86.665
Otros activos de carácter financiero	3.665.498	358.360	-	-
Total No Corriente	3.706.281	838.002	22.180	86.665
Total	3.891.156	5.304.088	22.180	101.788

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.191.605	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.606.507	-
Instrumentos derivados	40.834	-	79.416
Otros pasivos de carácter financiero	2.024	34.905	-
Total Corriente	42.858	6.833.017	79.416
Préstamos que devengan interés	-	5.132.513	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.825.301	-
Instrumentos derivados	46.529	-	91.078
Otros pasivos de carácter financiero	1.005	176.686	-
Total No Corriente	47.534	8.134.500	91.078
Total	90.392	14.967.517	170.494

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 31 de diciembre de 2022 y 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 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	1.043	38.111	29.755	7.814	18	18.866	5.369	4.473
Cobertura flujos de caja	1.030	16.830	18.270	-	18	4.671	5.369	-
Cobertura de valor razonable	13	21.281	11.485	7.814	-	14.195	-	4.473
Cobertura de tipo de cambio:	34.598	89.337	90.495	129.793	32.671	153.039	43.876	7.840
Cobertura de flujos de caja	16.279	73.513	65.912	129.793	32.671	119.354	43.876	7.314
Cobertura de valor razonable	18.319	15.824	24.583	-	-	33.685	-	526
Total	35.641	127.448	120.250	137.607	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\$

	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	
			al 31.12.2022	al 31.12.2021
			SWAP	Tasa de Interés
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(14.720)	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(43.478)	(2.463)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(58.934)	118.202
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	3.339	1.470
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	17.321	(2.832)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(61)	12.118
FORWARD	Tipo de cambio	Factoring Masivos	-	8
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(9.596)	1.083

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2022 y 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021.

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

Al 31 de diciembre de 2022 y 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 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Activos	Activos	Pasivos	Pasivos	Activos	Activos	Pasivos	Pasivos
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	6.741	-	2.024	1.005	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 31 de diciembre de 2022 y 2021, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022							
	Valor Razonable	Valor Nominal						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	1.584	8.000	63.580	8.000	244.481	8.000	446.309	778.370
Cobertura de flujos de caja	(411)	8.000	63.580	8.000	244.481	8.000	446.309	778.370
Cobertura de valor razonable	1.995	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(96.353)	1.474.222	747.199	384.555	123.958	44.105	227.274	3.001.313
Cobertura de flujos de caja	(105.913)	1.274.706	731.730	252.398	75.050	17.554	98.238	2.449.676
Cobertura de valor razonable	9.560	199.516	15.469	132.157	48.908	26.551	129.036	551.637
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.712	27.727	-	50.234	-	-	-	77.961
Total	(91.057)	1.509.949	810.779	442.789	368.439	52.105	673.583	3.857.644

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021							
	Valor Razonable	Valor Nominal						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 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022	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	107.651	-	107.651	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	55.437	-	55.437	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.741	-	6.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	22.180	-	22.180	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.823.115	157.620	3.665.495	-
Total	4.015.124	157.620	3.857.504	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.975	-	213.975	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	43.882	-	43.882	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.029	-	3.029	-
Total	260.886	-	260.886	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	826.726	1.175.753	9.517	77.349
Proveedores por compra de combustibles y gas	14.897	9.619	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.321.486	1.484.387	23.392	20.921
Cuentas por pagar por compra de activos	88.478	147.574	-	-
Sub total	2.251.587	2.817.333	32.909	98.270
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	3.289	43.302	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	662.312	626.696	-	14.996
Multas y reclamaciones (2)	27.168	23.109	6.046	37.638
Obligaciones investigación y desarrollo	114.700	112.083	29.524	31.411
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	48.013	60.840	-	210
Cuentas por pagar al personal	153.249	150.627	520	874
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	341.380	411.066	1.485.493	2.252.434
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	475.463	399.238	327.888	170.147
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	67.200	67.351	10.996	65.310
Otras cuentas por pagar	161.318	200.485	71.274	17.777
Sub total	2.054.092	2.094.797	1.931.741	2.590.797
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.305.679	4.912.130	1.964.650	2.689.067

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

(1) Al 31 de diciembre de 2022, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 662.312 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 614.171 al 31 de diciembre de 2021). Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2021, se incluye MUS\$ 27.521 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 31 de diciembre de 2022, se incluye MUS\$ 22.651 (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 Activos sectoriales Brasil.

(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 2024.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se expone en Anexo 4.

25. Provisiones

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Por reclamaciones legales (*)	135.842	132.850	534.231	698.346
Por desmantelamiento o restauración (**)	30.882	18.736	77.896	95.300
Provisión Medio Ambiente	6.521	720	17.880	440
Otras provisiones	7.165	12.538	9.526	44.733
Total	180.410	164.844	639.533	838.819

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

(**) Al 31 de diciembre 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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	(162.377)	1.407	(2.061)	(161.723)
Provisión Utilizada	(90.909)	(4.392)	(4.715)	(100.016)
Actualización efectos	83.211	7.214	(173)	90.252
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	1.757	(9.487)	(8.629)	(16.359)
Transferencia P&L	(70.800)	-	1	(70.799)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(246.759)	-	(1.762)	(248.521)
Total Movimientos en Provisiones	(161.123)	(5.258)	(17.339)	(183.720)
Saldo final al 31.12.2022	670.073	108.778	41.092	819.943

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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 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 31 de diciembre de 2022 y 2021, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Obligaciones post empleo	3.219.935	3.357.838
(-) Plan de activos (*)	(1.892.080)	(1.962.668)
Total	1.327.855	1.395.170
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	57.740	23.804
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	2.826	4.507
Total Obligaciones Post Empleo, neto (I)	1.388.421	1.423.481

Conciliación con cuentas contables:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Planes de Pensión	1.311.418	1.323.388
Planes de Salud	52.955	73.080
Otros Planes	24.048	27.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.388.421	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. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río, ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 44.288 y MUS\$13.452, respectivamente al 31 de diciembre 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., de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14, al 31 de diciembre 2022 se registraron MUS\$2.826 y (MUS\$4.507 al 31 de diciembre 2021) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasiletros (institución de fondos de pensiones que gestiona los planes complementarios 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	6.217	383	6.278
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	326.426	248.864	276.103
Ingresos por intereses activos del plan	(193.294)	(139.319)	(174.136)
Costos de Servicios Pasados	(8)	-	(18.949)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	-	-	(69.859)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.551	1.032	2.936
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	141.892	110.960	22.373
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	16.747	(9.312)	476.805
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	158.639	101.648	499.178

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
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	134.791
Costos de los Servicios en el Período	6.151
Beneficios Pagados en el Período	(11.518)
Aportaciones del Período	(205.578)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(231.949)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	106.104
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	116.026
Cambios del Límite de Activo	30.927
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(2.087)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8)
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(30.268)
Traspaso del personal	2.320
Diferencias de conversión	50.029
Saldo final al 31.12.2022	1.388.421

(*) Migración voluntaria de Pensiones al nuevo Plan de Contribución definida en Enel Distribución Sao Paulo efectuado durante el 2020 y 2021.

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminado al 31 de diciembre 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
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	6.151
Costo por intereses	323.290
Aportaciones Efectuadas por los participantes	99
Diferencia de conversión de moneda extranjera	156.084
Contribuciones pagadas	(365.443)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(8)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(134.551)
Traspaso del personal	2.320
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(231.949)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	106.104
Saldo final al 31.12.2022	3.219.935

Al 31 de diciembre 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 96,74% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,67% a 31 de diciembre de 2021), en un 2,52% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,61% a 31 de diciembre 2021), en un 0,54% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,51% a 31 de diciembre de 2021), el 0,13% 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\$	
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	(191.050)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	116.026
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(106.919)
Aportaciones del empleador	(205.578)
Aportaciones pagadas	(99)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	104.283
Contribuciones pagadas	353.925
Saldo final al 31.12.2022	(1.892.080)

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
Acciones (renta variable)	234.008	12.37%	217.259	14,50%
Activos de renta fija	1.499.608	79.26%	1.441.373	74,22%
Inversiones inmobiliarias	63.559	3.36%	67.610	3,48%
Otros	94.905	5.02%	236.426	7,80%
Total	1.892.080	100,00%	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. 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., 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..

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Inmuebles	21.346	20.564
Total	21.346	20.564

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
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	2.437
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	30.927
Diferencias de Conversión	572
Saldo final al 31.12.2022	57.740

26.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú		
	el 31.12.2022	el 31.12.2021	el 31.12.2022	el 31.12.2021	el 31.12.2022	el 31.12.2021	el 31.12.2022	el 31.12.2021	el 31.12.2022	el 31.12.2021	
Tasas de descuento utilizadas	5.40%	5.60%	10.40%	9.30% - 9.67%	9.51%	6.94%	92.49% - 100.03%	50.68% - 51.23%	8.00%	5.90%	
Tasa esperada de incrementos salariales	3.80%	3.80%	4.52% - 5.04%	4.52% - 5.04%	8.49%	4.95%	83.32% - 90.50%	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	5.79%	7.03%	7.09%	6.50%	0.25%	0.29%	1.06%	1.11%	5.62%	5.39%	

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre 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\$ 225.962 (MUS\$ 263.184 al 31 de diciembre 2021) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 259.231 (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 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 12.369, MUS\$ 10.619 y MUS\$ 10.689, 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\$ 214.269.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 7,47 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	342.452
2	330.907
3	324.117
4	321.773
5	318.804
6 a 10	1.538.132

- Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

Vivest, 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 2 de mayo de 2019 (vigente a partir del 1 junio de 2019) se aprobó el cierre del plan para el ingreso de nuevos participantes, los que ya estaban continúan con las mismas condiciones anteriores. Por otra parte, el ente regulador (PREVIC) aprobó la apertura del nuevo plan de Contribución definida para la incorporación de nuevos empleados – Plan CD I.

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 31 de diciembre 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 y Bolsa Electrónica de Chile.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(693.327)	(582.526)	(498.927)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	-	6.476	87.106
Enel Distribución Perú S.A.	20.635	6.578	34.749
Dock Sud S.A.	(184.604)	(139.846)	(122.563)
Enel Brasil S.A.	(2.443.231)	(3.253.511)	(2.932.790)
Enel Generación Costanera S.A.	(88.156)	(108.164)	(85.255)
Enel Argentina S.A.	(502.765)	(306.418)	(289.985)
Hidroinvest S.A.	(88.367)	(61.360)	(44.777)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(502.408)	(194.250)	(74.077)
Enel Generación El Chocón S.A.	(450.984)	(398.269)	(361.927)
Enel Perú S.A.	(13.120)	(56.969)	50.971
Enel Generación Perú S.A.	(74.094)	(72.047)	(75.739)
Enel Generación Piura S.A.	(5.376)	(7.660)	(525)
Enel Green Power Colombia	-	(26.341)	-
Enel Green Power Panamá	14.090	-	-
Enel Green Power Costa Rica	8.881	-	-
Enel Green Power Guatemala	16.307	-	-
Otros	(4.759)	4.113	5.443
Total	(4.991.278)	(5.190.194)	(4.308.296)

Para mayor información, 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 31 de diciembre de 2022, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 299.423 y MUS\$ 438.844, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 31.12.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	198.916	(4.991.278)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(62.474)	(62.048)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	(669)	(1.366)
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	42.094	(3.502.702)
Total	(8.735.261)	177.867	(8.557.394)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 31.12.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	(881.898)	(5.190.194)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	9.809	426
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(692)	(5)	(697)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	(790.250)	(3.544.796)
Total	(7.072.917)	(1.662.344)	(8.735.261)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(2.025.141)	(4.308.296)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(1.334)	(8.049)	(9.383)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(687)	(5)	(692)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	252.277	(2.754.546)
Total	(5.291.999)	(1.780.918)	(7.072.917)

- 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\$

	2022	2021	2020
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	1.690.402	1.149.319	675.139
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)	(502.910)	-	-
Otras reservas varias (11)	(53.369)	(57.290)	(66.226)
Total	(3.502.702)	(3.544.796)	(2.754.546)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración 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: Durante el ejercicio 2022, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 502.910 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	%	Patrimonio		Resultado		
		al 31.12.2022	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022	2021
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	202.088	169.243	32.163	23.672	13.387
Codensa S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	0,00%	-	413.048	19.911	135.660	117.923
Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	42,66%	1.373.211	648.228	287.813	235.623	178.980
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	136.456	117.080	21.053	14.350	13.131
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	85.955	102.212	26.308	19.949	20.705
Chinango S.A.C.	33,12%	19.899	19.512	8.593	7.368	6.076
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	273.974	194.835	52.969	(51.226)	(20.297)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	16.119	39.390	(27.958)	(14.814)	4.248
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	59.988	84.731	(5.187)	(7.003)	18.141
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	39.681	79.566	(50.526)	(2.132)	1.130
Central Dock Sud S.A.	29,76%	35.962	72.396	(46.115)	(1.970)	1.271
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	2.468	3.618	1.056	567	373
Enel Fortuna S.A.	49,95%	228.648	242.923	27.846	33.293	-
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.800	4.276	525	265	-
Otros		10.719	6.378	(1.207)	50	987
Total		2.489.968	2.197.436	347.244	393.652	356.055

28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2022	2021	2020
Ventas de energía	11.524.988	12.807.702	9.655.212
Generación	2.974.875	3.850.268	2.144.039
Clientes Regulados	1.036.364	763.612	397.653
Clientes no Regulados	1.532.808	1.401.833	883.045
Ventas de Mercado Spot	400.104	1.678.503	852.363
Otros Clientes	5.599	6.320	10.978
Distribución	8.550.113	8.957.434	7.511.173
Residenciales	5.144.794	5.477.397	4.334.457
Comerciales	1.993.062	1.978.044	1.760.922
Industriales	684.523	683.424	685.246
Otros Consumidores	727.734	818.569	730.548
Otras ventas	50.995	48.589	36.968
Ventas de gas	22.917	20.690	24.145
Ventas de otros combustibles	10.944	10.647	6.861
Ventas de productos y servicios	17.134	17.252	5.962
Otras prestaciones de servicios	1.990.695	1.678.733	1.546.796
Peajes y transmisión	1.665.398	1.393.406	1.280.994
Arriendo equipos de medida	100	116	126
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	209.943	187.532	177.818
Otras prestaciones	115.254	97.679	87.858
Total Ingresos de actividades ordinarias	13.566.678	14.535.024	11.238.976

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2022	2021	2020
Ingresos por contratos de construcción	1.544.147	1.203.370	807.671
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	156.802	246.750	99.071
Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (1)	220.083	-	-
Ingresos por acuerdo regulatorio (2)	9.800	-	17.842
Otros	231.678	207.192	128.185
Total Otros Ingresos	2.162.510	1.657.312	1.052.769

(1) Ver nota 36.6 (ii) Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones.

(2) Ver nota 36.6 (ii) Acuerdo Marco.

29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Compras de energía	(5.765.283)	(7.711.330)	(5.337.887)
Consumo de combustible	(151.267)	(116.666)	(137.850)
Gas	(133.241)	(104.941)	(113.992)
Petróleo	(11.864)	(9.927)	(3.587)
Carbón	(6.162)	(1.798)	(20.271)
Gastos de transporte	(1.221.780)	(1.020.192)	(1.016.486)
Costos por contratos de construcción	(1.513.002)	(1.186.239)	(807.671)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(452.417)	(416.956)	(256.021)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(9.103.749)	(10.451.383)	(7.555.915)

30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Sueldos y salarios	(491.917)	(438.205)	(390.791)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(18.578)	(11.002)	71.841
Seguridad social y otras cargas sociales	(281.255)	(238.993)	(219.754)
Otros gastos de personal	(6.570)	(41.702)	(26.342)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(798.320)	(729.902)	(565.046)

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Depreciación	(634.903)	(584.723)	(481.634)
Amortización	(473.854)	(408.373)	(376.465)
Total	(1.108.757)	(993.096)	(858.099)

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otros			Total		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 15)	(1.100)	-	-	-	-	-	(1.371)	(750)	-	(2.471)	(750)	-
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)	-	-	-	-	-	-	(17.801)	(9.963)	-	(17.801)	(9.963)	-
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 6 y 33)	(391.776)	-	-	(781.782)	-	-	-	-	-	(1.173.558)	-	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	(71.888)	(89.344)	-	-	-	-	-	-	-	(71.888)	(89.344)	-
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(464.764)	(89.344)	-	(781.782)	-	-	(19.172)	(10.713)	-	(1.265.718)	(100.057)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	(1.378)	(7.207)	(349)	(194.744)	(308.439)	(211.289)	570	(358)	102	(195.552)	(316.004)	(211.536)
Otros activos	(1.473)	(1.723)	(585)	(76.281)	(27.117)	(30.251)	(3.280)	(328)	-	(81.034)	(29.168)	(30.836)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 6.1)	-	-	-	-	-	-	(12.929)	-	-	(12.929)	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.851)	(8.930)	(934)	(271.025)	(335.556)	(241.540)	(15.639)	(686)	102	(289.515)	(345.172)	(242.372)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(467.615)	(98.274)	(934)	(1.052.807)	(335.556)	(241.540)	(34.811)	(11.399)	102	(1.555.233)	(445.229)	(242.372)

32. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(706.353)	(562.086)	(473.655)
Gastos administrativos	(98.712)	(101.574)	(99.813)
Reparaciones y conservación	(142.275)	(195.566)	(232.305)
Indemnizaciones y multas	(1.456)	(5.162)	(8.886)
Tributos y tasas	(35.274)	(28.648)	(24.470)
Primas de seguros	(54.108)	(52.198)	(39.525)
Arrendamientos y cánones	(3.937)	(11.148)	(10.641)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(15.178)	(12.049)	(9.175)
Otros suministros y servicios	(175.305)	(144.878)	(161.673)
Gastos de viaje	(9.588)	(4.133)	(2.892)
Gastos de medio ambiente	(1.698)	(1.790)	(2.243)
Total	(1.243.884)	(1.119.232)	(1.065.278)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 185, MUS\$ 154 y MUS\$ 54, respectivamente.

33. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2022	2021	2020
Disposiciones y bajas inmovilizado material	13.359	2.675	4.617
Pérdida inversión Enel Generación Fortaleza S.A (1)	(130.727)	-	-
Pérdida inversión Enel Distribución Goiás S.A. (1)	(219.417)	-	-
Otros	(85)	543	54
Total Otras ganancias (pérdidas)	(336.870)	3.218	4.671

(1) Ver nota 6.4

34. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Efectivo y otros medios equivalentes	154.469	64.812	59.510
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	350	3	15
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	75.043	97.028	66.080
Otros ingresos financieros (2)	285.947	133.599	96.801
Total Ingresos Financieros	515.809	295.442	222.406

Costos financieros

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2022	2021	2020
Costos Financieros	(1.553.546)	(1.052.065)	(768.453)
Préstamos bancarios	(160.514)	(126.357)	(70.023)
Obligaciones con el público	(307.429)	(224.733)	(208.630)
Pasivos por arrendamientos	(22.575)	(2.918)	(9.396)
Valoración derivados financieros	(209.644)	(107.027)	(10.207)
Actualización financiera de provisiones (3)	(90.252)	(83.640)	(89.713)
Gastos financieros activados	53.898	19.628	7.561
Obligación por beneficios post empleo (1)	(136.033)	(110.580)	(104.918)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(8.421)	(10.505)	(7.134)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(143.333)	(64.094)	(2.441)
Otros costos financieros (5)	(529.243)	(341.839)	(273.552)
Resultado por unidades de reajuste (*)	336.796	30.667	76.698
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	19.801	(1.686)	57.171
Total Costos Financieros (***)	(1.196.949)	(1.023.084)	(634.584)
Total Resultado Financiero	(681.140)	(727.642)	(412.178)

(***) El total de costos financieros incluyen el menor costo por MUS\$ 77.509, que corresponden al efecto del Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (ver Nota 36.6 (iii)).

- (1) Ver Nota 26.2.c).
- (2) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 192.189 (MUS\$ 38.220 y MUS\$ 32.715 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente), ingresos financieros por actualización financiera de impuestos PIS/Cofins por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS\$ 0 (MUS\$ 3.076 y MUS\$ 546 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 15.320 (MUS\$ 11.470 y MUS\$ 12.387 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente), ingresos por revaluación de inversiones por cambio en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por MUS\$ 0 (MUS\$ 5.064 y MUS\$ 24.893 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) y otros ingresos por MUS\$ 78.438 (MUS\$ 75.769 y MUS\$ 26.260 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente).
- (3) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022, principalmente se incluyen MUS\$ 10.914 (MUS\$ 27.870 y MUS\$ 13.754 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) 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\$ 73.260 (MUS\$ 57.389 y MUS\$ 70.622 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente).

- (4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 27.563 (MUS\$ 39.181 y MUS\$ 2.441 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 115.770 (MUS\$ 24.913 y MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) (ver nota 11.d).
- (5) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 252.257 (MUS\$ 187.277 y MUS\$ 88.415 al 31 de diciembre de 2021 y 2020 respectivamente), Costos bancarios por MUS\$ 34.882 (MUS\$ 16.050 y MUS\$ 32.533 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente), Costo Financiero por MUS\$ 44.423 (MUS\$ 24.511 y MUS\$ 35.379 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente) y Otros por MUS\$ 197.681 (MUS\$ 114.001 y MUS\$ 117.225 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2022	2021	2020
Inventario	23.641	31.336	27.150
Otros activos financieros no corrientes	14.422	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	676	55	48
Activos intangibles distintos de la plusvalía	48.250	26.844	11.601
Plusvalía	8.066	10.263	6.530
Propiedades, planta y equipo	1.192.416	755.603	485.353
Activos por impuestos diferidos	83.965	29.002	14.665
Pasivo por impuestos diferidos	(323.861)	(137.607)	(89.669)
Patrimonio Total	(793.867)	(670.974)	(355.914)
Ingresos	(273.794)	(162.558)	(150.056)
Costos	319.889	137.615	126.134
Resultado financiero	41.208	14.725	2.818
Otros Gastos Distintos a la operación	(5.660)	(576)	(3.317)
Impuesto Sobre Sociedades	1.445	(3.061)	1.355
Resultado por Hiperinflación (1)	336.796	30.667	76.698
Total Resultado por Unidades de Reajuste	336.796	30.667	76.698

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2022	2021	2020
Efectivo y equivalentes al efectivo	(12.050)	(7.767)	8.277
Otros activos financieros	149.314	270.329	130.570
Otros activos no financieros	42.709	14.618	27.195
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	54.757	42.099	57.226
Propiedad de inversión	-	6.222	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(108.183)	(240.245)	(30.988)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(60.910)	(66.775)	(46.073)
Otros pasivos no financieros	(45.836)	(20.167)	(89.036)
Total Diferencias de Cambio	19.801	(1.686)	57.171

- 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.

Cabe destacar que, con fecha 23 octubre de 2022, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Fortaleza SA., sociedad que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Brasil hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de esta sociedad no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 6.4 y 40.

Una situación similar ocurre con Enel Generación Costanera, Central Dock Sud y los activos vinculados a la concesión de Enel CIEN, que, siguiendo el criterio contable antes descrito, calificaron como activos disponibles para venta la 31 de diciembre de 2022, pero no como operaciones discontinuadas. Ver nota 6.2, 6.3 y 40.

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 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..

Cabe destacar que, con fecha 29 de diciembre de 2022, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Distribución Goiás, sociedad que formaba parte del segmento de Distribución Brasil hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de esta sociedad no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Distribución que se detallan más adelante. Ver notas 6.4 y 40.

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 - MUSS

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS								
Activos corrientes	1.661.829	1.940.708	4.395.456	4.934.818	1.706.545	186.953	7.763.830	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	448.929	764.320	426.467	466.372	246.297	165.561	1.121.693	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	66.095	157.768	90.454	77.710	58.752	76.552	215.301	312.030
Otros activos no financieros, corriente	121.085	142.715	553.471	640.755	52.831	45.290	727.387	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	430.323	468.470	2.682.539	3.216.126	1.321.970	26.545	4.434.832	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	62.906	220.992	143.777	30.074	(190.732)	(177.307)	15.951	73.759
Inventarios corrientes	94.095	108.127	451.161	429.395	2.191	754	547.447	638.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	19.347	78.316	38.393	73.866	64.338	49.558	122.078	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	419.049	-	9.194	520	150.898	-	579.141	520
Activos no corrientes	11.176.250	10.275.479	14.710.554	16.146.273	1.123.013	1.474.707	27.009.817	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	534.716	506.387	3.593.014	2.911.429	42.079	55.360	4.169.809	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	119.980	125.676	2.191.095	3.013.019	4.518	6.726	2.315.593	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	136.875	244.390	317.759	467.016	24.993	13.445	479.627	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	55.376	53.410	15	26	(51.699)	(53.410)	3.692	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	948.348	402.308	6.320	13.748	(949.230)	(413.687)	5.438	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	507.983	409.293	2.920.596	4.205.651	194.541	141.326	3.623.120	4.756.270
Plusvalía	3.960	3.833	-	-	1.508.885	1.466.392	1.512.845	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	8.576.463	8.269.946	4.926.717	4.626.574	179.010	101.008	13.682.190	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	7.341	6.272	-	-	7.341	6.272
Activos por derecho de uso	223.300	191.230	117.320	112.756	5.319	23.967	345.939	327.953
Activos por impuestos diferidos	69.249	69.006	630.377	789.782	164.597	133.580	864.223	992.368
TOTAL ACTIVOS	12.838.079	12.216.187	19.106.010	21.081.091	2.829.558	1.661.660	34.773.647	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 - MU\$S

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
Pasivos Corrientes	2.524.045	1.942.219	5.482.668	6.242.563	(79.741)	(389.248)	7.926.972	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	411.660	286.850	756.345	753.298	145.874	192.686	1.313.879	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	8.324	21.519	24.218	36.795	2.363	2.373	34.905	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	824.843	966.843	3.364.497	3.767.621	116.339	177.666	4.305.679	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	883.081	419.864	906.201	1.342.862	(437.407)	(807.019)	1.351.875	955.707
Otras provisiones corrientes	44.302	29.711	135.924	134.918	184	215	180.410	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	130.225	157.031	164.734	22.685	104	3.344	295.063	183.060
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	62.520	60.401	130.749	184.384	71.137	41.487	264.406	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	159.090	-	-	-	21.665	-	180.755	-
Pasivos No Corrientes	2.143.731	2.170.984	8.078.699	9.154.908	1.177.127	807.419	11.399.557	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	1.278.404	1.304.390	3.030.442	2.782.559	962.279	830.634	5.271.125	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	99.343	84.031	74.472	82.232	2.871	21.628	176.686	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	70.605	9.746	1.893.294	2.678.438	751	883	1.964.650	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	77.454	104.447	560.274	998.873	222.923	(40.822)	860.651	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	104.015	132.432	534.547	705.375	971	1.012	639.533	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	442.412	443.996	602.116	443.742	(14.476)	(8.338)	1.030.052	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21.538	25.503	1.365.075	1.395.556	1.808	2.422	1.388.421	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	49.960	66.439	18.479	68.133	-	-	68.439	134.572
Patrimonio Neto	8.170.303	8.102.984	5.544.643	5.683.620	1.732.172	1.243.489	15.447.118	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.170.303	8.102.984	5.544.643	5.683.620	1.732.172	1.243.489	12.957.150	12.832.657
Capital emitido y pagado	5.628.543	5.636.230	2.449.530	2.972.017	7.721.426	7.191.252	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	539.793	1.195.679	682.418	(270.485)	4.493.106	4.843.497	5.715.317	5.768.691
Primas de emisión	28.207	337.107	-	46.819	(28.207)	(383.926)	-	-
Acciones propias en cartera	(53)	(50)	-	-	(219)	(222)	(272)	(272)
Otras reservas	1.973.813	934.018	2.412.695	2.935.269	(10.453.934)	(10.407.112)	(8.557.394)	(8.735.261)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.489.968	2.197.436
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	12.838.079	12.216.187	19.106.010	21.081.091	2.829.558	1.661.660	34.773.647	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\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión			Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros			Totales			
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
Ingreso	3.848.032	4.850.894	3.000.829	12.612.196	12.157.149	10.068.885	(631.040)	(815.507)	(777.969)	15.729.188	16.192.336	12.291.745
Ingresos de actividades ordinarias	3.786.314	4.774.522	2.977.178	10.523.694	10.647.295	9.039.284	(743.330)	(886.793)	(777.486)	13.566.678	14.535.024	11.238.976
Ventas de energía	3.670.247	4.670.098	2.880.510	8.552.498	8.961.340	7.511.207	(697.757)	(823.736)	(736.505)	11.524.988	12.807.702	9.655.212
Otras ventas	43.664	42.610	32.291	7.034	5.729	5.221	297	250	(544)	50.995	48.589	36.968
Otras prestaciones de servicios	72.403	61.814	64.377	1.964.162	1.680.226	1.522.856	(45.870)	(63.307)	(40.437)	1.990.695	1.678.733	1.546.796
Otros ingresos	61.718	76.172	23.651	1.988.502	1.509.854	1.029.601	112.290	71.286	(483)	2.162.510	1.667.312	1.052.769
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(1.325.301)	(2.550.453)	(1.375.163)	(8.444.567)	(8.718.819)	(6.953.255)	666.119	817.889	772.503	(9.103.749)	(10.451.383)	(7.555.915)
Compras de energía	(800.856)	(2.004.478)	(918.086)	(5.654.849)	(6.524.262)	(5.149.046)	690.422	817.410	729.245	(5.765.283)	(7.711.330)	(6.337.887)
Consumo de combustible	(151.267)	(116.682)	(137.850)	-	16	-	-	-	-	(151.267)	(116.686)	(137.850)
Gastos de transporte	(304.332)	(297.568)	(226.531)	(979.119)	(782.629)	(838.996)	61.671	60.005	49.041	(1.221.780)	(1.020.192)	(1.016.486)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(68.846)	(131.725)	(92.696)	(1.810.599)	(1.411.944)	(965.213)	(85.974)	(59.526)	(5.783)	(1.965.419)	(1.603.195)	(1.063.692)
Margen de Contribución	2.522.731	2.300.241	1.625.666	4.067.629	3.438.330	3.115.630	3.159.774	2.382	(5.466)	6.625.439	5.740.953	4.735.830
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.398	15.431	3.946	214.222	192.393	143.146	12.081	2.728	59	241.701	210.562	147.151
Gastos por beneficios a los empleados	(157.455)	(144.033)	(101.339)	(583.084)	(559.121)	(442.217)	(57.781)	(26.748)	(21.490)	(798.320)	(729.902)	(565.046)
Otros gastos, por naturaleza	(265.528)	(206.453)	(145.700)	(897.269)	(843.336)	(859.869)	(81.087)	(69.443)	(59.709)	(1.243.884)	(1.119.232)	(1.065.278)
Resultado Bruto De Explotación	2.115.146	1.965.186	1.382.573	2.801.498	2.228.266	1.956.890	(91.708)	(91.081)	(86.606)	4.824.936	4.102.371	3.252.657
Gasto por depreciación y amortización	(391.899)	(354.523)	(240.241)	(709.334)	(635.551)	(614.224)	(7.524)	(3.022)	(3.634)	(1.108.757)	(993.096)	(858.099)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(464.764)	(89.344)	-	(781.782)	-	-	(19.172)	(10.713)	-	(1.265.718)	(100.057)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.851)	(8.930)	(934)	(271.025)	(335.556)	(241.540)	(15.639)	(686)	102	(289.515)	(345.172)	(242.372)
Resultado De Explotación	1.255.832	1.512.389	1.141.398	1.039.357	1.257.159	1.100.926	(134.043)	(105.502)	(90.138)	2.160.946	2.664.046	2.152.186
Resultado Financiero	(82.047)	(189.740)	(56.160)	(496.006)	(416.941)	(318.978)	(103.087)	(120.961)	(37.040)	(681.140)	(727.642)	(412.178)
Ingresos financieros	117.388	96.341	93.720	360.623	199.401	123.949	37.798	(300)	4.737	515.809	295.442	222.406
Efectivo y otros medios equivalentes	91.042	33.709	32.879	42.171	19.663	14.687	21.256	11.440	11.944	154.469	84.812	59.510
Otros ingresos financieros	26.346	62.632	60.841	318.452	179.738	109.262	16.542	(11.740)	(7.207)	361.340	230.630	162.896
Costos financieros	(110.777)	(167.536)	(149.750)	(1.391.046)	(877.741)	(698.296)	(61.723)	(6.788)	(20.407)	(1.553.546)	(1.052.065)	(788.453)
Préstamos bancarios	(109.776)	(37.419)	(3.945)	(38.610)	(86.575)	(56.676)	(12.128)	(2.363)	(9.402)	(1.605.514)	(1.052.065)	(788.453)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(109.151)	(63.195)	(70.317)	(174.132)	(137.007)	(113.505)	(24.146)	(24.531)	(24.808)	(307.429)	(224.733)	(208.630)
Otros	108.150	(66.922)	(75.488)	(1.178.304)	(654.159)	(428.115)	(15.449)	20.106	13.803	(1.085.603)	(700.975)	(489.800)
Resultados por Unidades de Reajuste	(190.634)	(164.888)	(85.734)	585.198	279.374	161.586	(57.768)	(83.819)	846	336.796	30.667	76.698
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	101.976	46.343	85.604	(50.781)	(17.975)	(6.217)	(31.394)	(30.054)	(22.216)	19.801	(1.686)	57.171
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	490	982	2.630	(252)	32	28	(69)	167	475	169	1.181	3.133
Otras ganancias (pérdidas)	(93.412)	2.100	3.764	(204.349)	1.118	903	(39.109)	-	4	(336.870)	3.218	4.671
Resultado de Otras Inversiones	(94.457)	-	50	(215.982)	543	-	(39.790)	-	-	(350.229)	543	54
Resultados en Ventas de Activos	1.045	2.100	3.714	11.633	575	903	681	-	-	13.359	2.675	4.617
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.080.663	1.325.731	1.091.632	338.750	841.368	782.879	(276.308)	(226.296)	(126.699)	1.143.105	1.940.803	1.747.812
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(405.881)	(446.211)	(326.573)	(449.422)	(396.085)	(278.107)	15.297	36.004	38.120	(840.006)	(808.292)	(566.560)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	674.782	879.520	765.059	(110.672)	445.283	504.772	(261.011)	(190.292)	(88.579)	303.099	1.134.511	1.181.252
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	674.782	879.520	765.059	(110.672)	445.283	504.772	(261.011)	(190.292)	(88.579)	303.099	1.134.511	1.181.252
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	674.782	879.520	765.059	(110.672)	445.283	504.772	(261.011)	(190.292)	(88.579)	303.099	1.134.511	1.181.252
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.145)	740.859	825.197
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	347.244	393.652	356.055

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión			Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros			Totales			
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.796.384	1.845.460	1.109.985	2.580.143	855.641	1.448.867	(557.980)	(85.525)	(133.342)	3.818.547	2.615.576	2.425.510
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.342.365)	(1.272.200)	(164.687)	(2.111.957)	(1.711.211)	(1.364.627)	260.547	1.049.114	(6.302)	(3.193.775)	(1.934.297)	(1.535.616)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(764.841)	(738.729)	(797.743)	(516.888)	627.354	40.508	418.106	(483.375)	(429.300)	(863.623)	(594.750)	(1.186.535)

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 - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS	275.958	445.620	809.961	617.133	5.447.743	4.804.124	794.876	657.247	508.541	550.690	176.853	290.651	(250.102)	(302.986)	7.763.830	7.062.479
Activos corrientes																
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.252	124.187	27.098	63.620	744.425	757.875	162.080	156.714	90.562	140.835	89.276	153.022	-	-	1.121.693	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	135	146	54.474	145.102	125.624	89.881	33.086	76.750	1.487	61	495	90	-	-	215.301	312.030
Otros activos no financieros, corriente	4.684	4.484	17.214	30.526	560.654	655.856	12.141	13.731	124.370	115.248	8.324	8.915	-	-	727.387	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.340	1.585	325.294	312.034	3.469.863	2.822.353	335.940	328.827	231.424	182.201	67.569	64.015	3.402	126	4.434.832	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	199.045	305.735	161	1.694	8.081	6.885	1.605	1.662	6.012	4.930	1.551	55.965	(200.504)	(303.112)	15.951	73.759
Inventarios corrientes	-	-	28.936	55.911	368.498	342.555	89.347	76.415	53.221	56.516	7.445	6.879	-	-	547.447	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.502	9.483	2.164	8.246	105.524	128.719	1.230	2.628	1.465	50.899	2.193	1.765	-	-	122.078	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	53.000	-	354.620	-	65.074	-	159.447	520	-	-	-	-	(53.000)	-	679.141	520
Activos no corrientes	17.151.407	16.426.543	2.825.623	2.810.065	15.364.499	16.362.912	3.930.592	4.263.624	3.059.657	2.670.200	1.631.420	1.406.373	(16.853.281)	(16.022.258)	27.009.817	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	-	-	21.450	26.194	3.982.430	3.326.017	14.065	6.718	-	12	151.864	114.235	-	-	4.169.809	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	3.455	5.157	310	831	2.219.406	3.041.765	31.979	27.954	40.017	36.068	20.426	33.646	-	-	2.315.593	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	100	43	123.483	226.424	343.549	470.304	11.985	20.201	-	-	510	7.879	-	-	479.627	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	89.913	245.049	15	26	13	-	-	-	3.664	-	-	-	(89.913)	(245.049)	3.662	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	17.031.714	16.172.024	428.074	309.908	51	-	3.008	118	10.033	10.033	291.628	288.385	(17.759.070)	(16.778.099)	5.438	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	100.053	86.948	3.061.806	4.322.605	163.488	165.571	97.529	82.872	200.244	98.274	-	-	3.823.120	4.766.270
Plusvalía	-	-	-	486.125	460.793	27.058	4.709	2.802	2.675	1.158	1.158	995.702	1.000.890	-	1.512.846	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.130.691	2.143.757	4.374.158	3.670.373	3.632.328	3.963.160	2.695.516	2.371.121	849.497	849.117	-	-	13.882.190	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	7.341	6.272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.341	6.272
Activos por derecho de uso	-	-	34	49	119.247	117.760	46.661	60.872	167.220	138.295	12.777	10.977	-	-	345.939	327.363
Activos por impuestos diferidos	26.225	3.270	21.413	15.928	770.373	937.023	20	4.321	42.876	29.124	3.316	2.702	-	-	864.223	992.368
TOTAL ACTIVOS	17.427.365	16.871.163	3.635.484	3.427.198	20.812.242	21.157.036	4.725.468	4.910.871	3.568.198	3.220.890	1.708.273	1.697.024	(17.103.383)	(16.325.244)	34.773.647	34.956.938

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
Pasivos Corrientes	36.963	130.647	1.124.105	1.010.729	4.961.096	4.979.138	1.032.017	1.026.628	891.067	749.910	80.586	72.238	(197.852)	(173.656)	7.926.972	7.796.534
Otros pasivos financieros corrientes	4.442	9.914	-	5.756	647.447	552.177	309.526	372.308	352.464	292.679	-	-	-	-	1.313.879	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	14	14	20.887	23.393	5.747	9.246	7.183	27.366	1.074	668	-	-	34.905	80.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.569	25.629	843.192	866.558	2.621.924	3.230.087	422.498	467.335	366.232	278.187	41.264	22.601	-	23.733	4.305.679	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	17.270	94.134	21.674	38.322	1.350.858	897.617	45.487	27.518	80.816	62.475	32.479	33.030	(196.709)	(197.389)	1.361.876	956.707
Otras provisiones corrientes	16	54	39.503	49.900	81.001	76.248	49.589	30.974	10.301	7.668	-	-	-	-	190.410	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	34.667	13.882	71.084	13.703	153.447	87.273	31.398	53.643	4.467	14.559	-	-	295.083	183.060
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	3.656	916	25.728	36.297	167.895	185.913	23.152	31.874	42.673	29.892	1.302	1.380	-	-	264.406	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	159.327	-	-	-	22.571	-	-	-	-	-	(1.143)	-	180.765	-
Pasivos No Corrientes	828.945	694.560	664.614	651.831	7.409.437	8.551.717	1.416.552	1.513.850	986.732	909.570	202.940	157.224	(89.863)	(245.441)	11.399.557	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	697.135	590.081	-	36.210	2.794.305	2.525.836	1.169.125	1.213.912	610.560	551.544	-	-	-	-	5.271.125	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	4	24	102.342	99.943	41.159	53.588	20.278	23.212	12.903	11.124	-	-	176.686	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	11.251	53.914	1.883.225	2.633.688	5.349	874	1.047	591	63.778	-	-	-	1.984.650	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	130.000	-	-	-	742.860	1.203.492	-	-	-	7.804	77.454	96.643	(89.663)	(245.441)	860.651	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	10.920	19.118	529.479	685.669	61.078	74.773	31.446	51.819	6.610	7.442	-	-	639.533	838.519
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.057	587.943	459.883	62.287	41.194	57.811	83.284	280.194	251.287	41.817	41.695	-	-	1.030.052	878.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.810	2.422	16.572	17.231	1.283.325	1.311.654	82.030	87.419	-	4.336	378	320	-	-	1.388.421	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	37.924	65.453	11.614	50.241	-	-	18.901	18.878	-	-	-	-	68.439	134.572
Patrimonio Neto	16.562.467	16.145.956	1.846.765	1.784.838	8.441.709	7.626.181	2.276.899	2.370.493	1.710.399	1.561.410	1.424.747	1.467.562	(16.815.868)	(15.906.147)	15.447.118	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.562.467	16.145.956	1.846.765	1.784.838	8.441.709	7.626.181	2.276.899	2.370.493	1.710.399	1.561.410	1.424.747	1.467.562	(16.815.868)	(15.906.147)	12.957.150	12.832.657
Capital emitido y pagado	15.811.619	16.512.785	1.922.909	1.733.076	7.219.555	5.830.987	135.129	167.712	1.776.327	1.632.426	1.000.339	997.095	(12.066.379)	(11.074.582)	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.408.043	3.290.142	(1.187.064)	(1.075.881)	(180.072)	726.440	462.299	843.648	127.678	116.498	359.930	407.820	1.724.503	1.460.024	5.715.317	5.768.691
Primas de emisión	-	-	-	-	566.008	536.514	23.357	380.242	1.553	1.483	-	-	(590.918)	(918.239)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	(272)	-	-	(21.029)	(19.933)	-	-	-	-	-	-	21.029	19.933	(272)	(272)
Otras reservas	(3.656.923)	(3.656.699)	1.110.920	1.107.443	857.247	552.173	1.656.114	978.891	(195.159)	(188.997)	64.478	62.647	(5.904.103)	(5.393.283)	(8.557.394)	(8.735.261)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.489.988	2.197.436
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	17.427.385	16.871.163	3.635.484	3.427.198	20.812.242	21.157.036	4.725.468	4.910.871	3.588.198	3.220.890	1.708.273	1.697.024	(17.103.383)	(16.325.244)	34.773.647	34.958.938

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro America			Eliminaciones			Totales		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																								
Ingreso	1.290	459	185	1.269.506	1.020.808	1.030.981	9.716.215	11.010.882	7.670.515	2.893.882	2.611.405	2.337.760	1.541.990	1.316.728	1.243.968	908.347	232.548	-	(2)	(289)	(39)	15.729.188	16.192.336	12.291.745
Ingresos de actividades ordinarias	969	147	-	1.029.468	1.002.520	995.970	7.946.893	9.485.935	6.696.125	2.770.698	2.525.043	2.311.045	1.526.539	1.304.744	1.235.836	292.111	216.619	-	-	-	16	13.566.678	14.638.024	11.238.976
Ventas de energía	-	-	-	981.660	959.343	958.852	6.899.462	8.660.405	5.944.342	1.902.182	1.732.425	1.564.664	1.455.464	1.241.473	1.187.354	288.224	214.056	-	-	-	-	11.624.988	12.807.702	9.665.212
Otras ventas	-	-	-	6.284	3.007	2.431	208	152	698	31.004	30.159	23.990	13.485	15.273	9.849	14	-	-	-	-	(2)	50.995	48.589	36.985
Otras prestaciones de servicios	969	147	-	41.524	40.170	34.687	1.047.223	825.378	751.085	837.512	762.459	722.391	59.594	47.998	38.633	3.873	2.563	-	-	-	18	1.990.695	1.676.733	1.246.798
Otros ingresos	311	312	165	240.038	13.288	31.391	1.769.322	1.534.747	883.390	123.184	86.362	26.705	15.421	11.979	8.157	14.298	15.029	-	(2)	(303)	(39)	2.182.610	1.867.312	1.082.769
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(99)	(44)	(99)	(874.735)	(647.878)	(651.614)	(8.324.813)	(8.180.658)	(6.450.908)	(2.777.553)	(1.047.352)	(936.529)	(794.012)	(682.286)	(622.866)	(82.543)	(43.067)	-	-	-	-	(9.103.749)	(10.451.383)	(7.555.918)
Compras de energía	-	-	-	(609.981)	(492.225)	(490.953)	(6.206.076)	(6.386.515)	(4.896.510)	(718.140)	(537.258)	(500.924)	(497.066)	(453.791)	(449.500)	(72.581)	(21.982)	-	-	-	-	(6.786.283)	(7.711.303)	(5.387.817)
Consumo de combustible	-	-	-	(444)	(1.170)	(1.180)	(37.582)	(32.314)	(41.363)	(32.433)	(20.599)	(39.785)	(80.808)	(62.583)	(55.522)	-	-	-	-	-	-	(161.267)	(116.686)	(137.865)
Gastos de transporte	-	-	-	(11.897)	(8.016)	(24.348)	(795.021)	(639.364)	(675.394)	(308.012)	(273.634)	(247.325)	(90.504)	(77.002)	(69.419)	(16.346)	(12.176)	-	-	-	-	(1.221.780)	(1.020.189)	(1.016.498)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(93)	(44)	(99)	(52.413)	(36.457)	(35.033)	(1.624.659)	(1.361.910)	(837.841)	(213.968)	(213.961)	(142.494)	(65.634)	(59.018)	(48.259)	(3.618)	(8.899)	-	-	-	-	(1.965.419)	(1,603.959)	(1,063,669)
Margen de Contribución	1.187	415	68	694.771	472.930	479.847	3.391.402	2.850.024	2.228.807	1.616.329	1.584.053	1.407.232	807.948	684.329	621.127	213.804	189.481	-	(2)	(289)	(39)	1.824.884	1.910.232	1.066.278
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	53.262	50.036	31.296	132.059	114.183	76.744	32.088	31.924	28.877	15.862	14.343	10.234	430	-	-	-	-	-	241.701	210.552	147.151
Gastos por beneficios a los empleados	(6.833)	(7.532)	(5.957)	(227.871)	(194.075)	(154.994)	(376.660)	(353.816)	(234.994)	(102.851)	(98.364)	(107.827)	(70.522)	(63.957)	(61.284)	(33.583)	(12.158)	-	-	-	-	(798.320)	(728,920)	(666,046)
Otros gastos, por naturaleza	(28.779)	(24.059)	(21.054)	(194.120)	(176.618)	(169.255)	(763.586)	(662.059)	(632.746)	(141.694)	(145.507)	(148.088)	(100.630)	(93.137)	(94.174)	(25.077)	(19.156)	-	2	304	39	(1,243,884)	(1,109,232)	(1,066,278)
Resultado Bruto De Explotación	(34.426)	(31.176)	(26.946)	231.042	163.273	185.904	2.993.215	1.948.338	1.437.611	1.403.872	1.362.168	1.180.184	665.668	621.678	475.903	176.574	168.177	-	-	-	15	4.824.936	4.102.371	3.252.657
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(180.510)	(191.590)	(160.424)	(573.612)	(462.945)	(393.848)	(388.229)	(192.774)	(181.988)	(126.024)	(118.166)	(121.841)	(40.382)	-	-	-	-	-	(1,108,757)	(963,096)	(858,099)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(315.189)	(87.492)	-	(858.367)	-	-	(68.058)	-	-	(6.302)	(8.193)	-	-	-	-	(17.802)	(4.372)	-	(1,295,718)	(1,000,67)	-
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	(110)	-	(8.052)	(8.957)	(44.434)	(240.800)	(314.155)	(167.469)	(26.454)	(14.354)	(16.442)	(3.260)	(7.653)	(14.027)	(949)	57	-	-	-	-	(289.615)	(346,172)	(242,372)
Resultado De Explotación	(34.426)	(31.296)	(26.946)	(282.709)	(334.796)	(8,854)	720.496	1,171,288	878,294	1,121,311	1,145,038	961,756	630,072	387,696	340,935	134,243	130,813	-	(17,802)	(4,367)	-	2,109,946	2,804,046	2,152,198
Resultado Financiero	(403,566)	(118,048)	(21,872)	269,787	(33,872)	(81,954)	(478,212)	(901,767)	(1,030,014)	(97,679)	(119,809)	(32,386)	(29,964)	(26,007)	(2,969)	(3,111)	(8,822)	81,386	-	-	-	(1,822,348)	(77,843)	(412,178)
Ingreso financiero	13.890	21.333	25.083	101.600	90.274	85.954	349.073	181.403	112.090	42.194	14.876	13.848	16.987	5.803	4.604	2.792	(12.539)	(20.838)	(20,997)	-	-	515.890	295.442	222.406
Efectivo y otros medios equivalentes	1.290	495	4.066	68.150	50.182	40.218	60.889	9.074	4.727	18.615	4.431	7.743	5.330	572	2.756	195	58	-	-	-	-	154.499	64.812	50.610
Otros ingresos financieros	12.600	20.838	20.997	33.450	40.092	45.736	288.184	172.329	107.303	23.579	10.244	6.105	11.657	5.231	3.752	4.409	2.734	-	(12,539)	(20,838)	(20,997)	361.340	230.630	162.896
Costos financiero	(72,408)	(84,236)	(92,972)	(283,639)	(247,098)	(1,003,634)	(817,330)	(414,707)	(1,49,263)	(108,145)	(132,205)	(48,650)	(28,767)	(31,127)	(8,856)	(8,328)	(12,539)	20,838	20,997	(1,563,546)	(1,052,085)	(788,453)	(1,052,085)	(788,453)
Préstamos bancarios	(7.498)	(1.616)	(9.190)	(188)	(723)	(3.334)	(79.510)	(104.414)	(45.544)	(53.853)	(12.641)	(8.732)	(19.069)	(6.963)	(3.223)	-	-	-	-	-	-	(160,514)	(128,367)	(70,029)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(24.146)	(24.533)	(24.809)	-	-	(1)	(163.010)	(89.599)	(97.717)	(101.116)	(81.574)	(91.178)	(19.157)	(20.039)	(24.925)	-	-	-	-	-	-	(307,429)	(224,733)	(238,633)
Otros	(40.764)	(38.089)	(28.973)	(283.451)	(246.375)	(145.104)	(760.614)	(414.317)	(301.446)	5.716	(14.930)	(32.295)	(10.373)	(1.774)	(2.979)	(8.656)	(6.328)	-	12,539	20,838	20,997	(1,056,603)	(700,976)	(488,800)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	336.796	30.667	76.698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398.796	30.667	76.698
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(82,047)	(76,147)	18,037	106,030	92,285	61,520	40,390	(42,288)	(89,080)	(25,956)	(3,209)	(1,303)	(7,78)	(7,000)	(1,388)	1,863	425	-	(18,522)	33,248	61,386	19,801	(6,889)	57,171
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	17	168	475	495	1.013	2.658	(20)	-	(257)	-	-	(66)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	1.181	3.133
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	1,602	61	(942,313)	623	670	4,809	640	124	605	26	3,616	20	427	-	-	-	-	(396,870)	3,218	4,671
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	54	(350.229)	543	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(350.229)	543	54
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	1.602	7	7.916	(20)	870	4.809	640	124	605	26	3.616	29	427	-	-	-	-	13.359	2.676	4.617
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(174,973)	(148,167)	(48,342)	(22,427)	(166,023)	49,498	(235,688)	693,546	485,407	992,669	1,047,999	862,220	488,225	357,628	317,944	131,903	127,929	-	(36,324)	28,891	81,386	1,143,105	1,940,903	1,747,812
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	24.965	1.101	(3.840)	(98.872)	(138.296)	(36.154)	(83.498)	(147.963)	(357.577)	(327.227)	(286.707)	(148.363)	(125.751)	(91.896)	(30.443)	(32.621)	-	-	-	-	-	(840,006)	(808,292)	(666,660)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(150,008)	(148,066)	(62,182)	(121,299)	(304,319)	13,344	(485,684)	610,048	337,444	635,062	720,772	575,513	339,882	231,877	225,748	101,460	95,308	-	(36,324)	28,891	81,386	303,099	1,134,511	1,181,252
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(150,008)	(148,066)	(62,182)	(121,299)	(304,319)	13,344	(485,684)	610,048	337,444	635,062	720,772	575,513	339,882	231,877	225,748	101,460	95,308	-	(36,324)	28,891	81,386	303,099	1,134,511	1,181,252
Ganancia (Pérdida) Atribuidas a	(150,008)	(148,066)	(62,182)	(121,299)	(304,319)	13,344	(485,684)	610,048	337,444	635,062	720,772	575,513	339,882	231,877	225,748	101,460	95,308	-	(36,324)	28,891	81,386	303,099	1,134,511	1,181,252
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(441,149)	740,859	825,197
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión													
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Activos corrientes	439.493	341.299	549.370	786.002	174.159	187.002	322.165	335.969	176.851	290.651	(209)	(215)	1.661.829	1.940.708
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.234	50.719	247.495	417.963	29.036	62.443	75.888	80.173	89.276	153.022	-	-	448.929	764.320
Otros activos financieros corrientes	10.476	110.340	32.997	34.053	20.659	13.267	1.468	18	495	90	-	-	66.095	157.768
Otros activos no financieros, corriente	1.602	13.328	17.658	34.081	2.434	4.393	91.067	81.998	8.324	8.915	-	-	121.085	142.715
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	42.838	98.619	135.961	155.202	89.674	80.857	94.265	69.769	67.568	64.015	17	8	430.323	468.470
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	17.223	19.263	13.390	117.535	518	1.024	30.451	27.428	1.550	55.965	(226)	(223)	62.906	220.992
Inventarios corrientes	5.926	43.587	21.240	8.613	31.634	23.135	27.850	25.913	7.445	6.879	-	-	94.095	106.127
Activos por impuestos corrientes, corriente	219	5.443	15.555	18.555	204	1.883	1.176	50.670	2.193	1.765	-	-	19.347	78.316
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	353.975	-	65.074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	419.049	-
Activos no corrientes	192.170	618.490	4.937.631	4.292.782	2.798.722	2.438.355	1.716.307	1.519.479	1.531.420	1.406.373	-	-	11.176.250	10.275.479
Otros activos financieros no corrientes	21.447	26.189	361.010	365.845	395	118	-	-	151.864	114.235	-	-	534.716	506.387
Otros activos no financieros no corrientes	294	782	50.085	46.944	9.158	8.236	40.017	36.068	20.426	33.646	-	-	119.980	125.676
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	123.264	226.047	8.418	6.515	4.683	3.949	-	-	510	7.879	-	-	136.875	244.390
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2.392	11.199	-	-	-	-	52.984	42.211	-	-	-	-	55.376	53.410
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	944	1.158	56.633	53.658	539.885	2.081	59.258	57.026	291.628	288.385	-	-	948.348	402.308
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2.529	12.963	210.096	205.812	63.239	63.225	31.875	29.019	200.244	98.274	-	-	507.983	409.293
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.802	2.675	1.158	1.158	-	-	3.960	3.833
Propiedades, planta y equipo	33.661	331.081	4.172.209	3.542.071	2.147.751	2.330.673	1.373.345	1.217.004	849.497	849.117	-	-	8.576.463	8.269.946
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por derecho de uso	-	-	54.437	43.822	33.611	30.073	122.475	106.358	12.777	10.977	-	-	223.300	191.230
Activos por impuestos diferidos	7.639	9.071	24.743	28.115	-	-	33.551	29.118	3.316	2.702	-	-	69.249	69.006
TOTAL ACTIVOS	631.663	959.789	5.487.001	5.078.784	2.972.881	2.625.357	2.038.472	1.855.448	1.708.271	1.697.024	(209)	(215)	12.838.079	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 - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Pasivos Corrientes	194.611	147.137	1.324.829	971.751	435.961	444.371	486.269	306.937	80.584	72.238	(209)	(215)	2.524.045	1.942.219		
Otros pasivos financieros corrientes	-	5.756	103.867	61.544	108.755	151.919	199.038	67.631	-	-	-	-	411.660	286.850		
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.006	4.633	2.966	4.974	1.278	11.244	1.074	668	-	-	8.324	21.519		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.706	68.361	408.436	594.020	181.450	172.812	188.987	109.049	41.264	22.601	-	-	824.843	966.843		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	18.688	34.873	762.176	280.513	12.449	16.305	57.500	55.358	32.477	33.030	(209)	(215)	883.081	419.864		
Otras provisiones corrientes	536	6.629	172	163	41.128	20.259	2.466	2.660	-	-	-	-	44.302	28.711		
Pasivos por impuestos corrientes	2.093	13.775	16.246	13.672	84.252	67.973	23.167	47.052	4.467	14.559	-	-	130.225	157.031		
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros pasivos no financieros corrientes	9.498	17.743	30.926	17.206	4.961	10.129	15.833	13.943	1.302	1.380	-	-	62.520	60.401		
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	159.090	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159.090	-		
Pasivos No Corrientes	56.932	133.970	795.311	779.011	551.325	614.399	537.223	486.380	202.940	157.224	-	-	2.143.731	2.170.984		
Otros pasivos financieros no corrientes	-	36.210	656.902	676.689	384.853	419.434	236.649	172.057	-	-	-	-	1.278.404	1.304.390		
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	50.464	40.152	29.790	26.329	6.186	6.426	12.903	11.124	-	-	99.343	84.031		
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	6.447	9.103	380	643	-	-	63.778	-	-	-	70.605	9.746		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	7.804	77.454	96.643	-	-	77.454	104.447		
Otras provisiones no corrientes	-	54	8.227	8.569	58.167	64.963	31.011	51.404	6.610	7.442	-	-	104.015	132.432		
Pasivo por impuestos diferidos	35.130	54.384	62.222	34.870	58.750	83.284	244.493	229.763	41.817	41.695	-	-	442.412	443.996		
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	385	4.034	-	-	19.385	19.746	1.390	1.403	378	320	-	-	21.538	25.503		
Otros pasivos no financieros no corrientes	21.417	39.288	11.049	9.628	-	17.494	-	17.523	-	-	-	-	49.960	66.439		
Patrimonio Neto	380.120	678.682	3.366.861	3.328.022	1.985.595	1.566.587	1.012.980	1.062.131	1.424.747	1.467.562	-	-	8.170.303	8.102.984		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	380.120	678.682	3.366.861	3.328.022	1.985.595	1.566.587	1.012.980	1.062.131	1.424.747	1.467.562	-	-	8.170.303	8.102.984		
Capital emitido y pagado	529.967	623.259	3.036.366	2.887.438	135.144	164.398	926.727	964.040	1.000.339	997.095	-	-	5.628.543	5.636.230		
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(365.137)	(126.251)	262.697	283.482	211.362	526.401	70.941	104.227	359.930	407.820	-	-	539.793	1.195.679		
Primas de emisión	-	-	-	-	24.349	333.423	3.858	3.684	-	-	-	-	28.207	337.107		
Acciones propias en cartera	-	-	(53)	(50)	-	-	-	-	-	-	-	-	(53)	(50)		
Otras reservas	215.290	181.674	67.851	157.152	1.614.740	542.365	11.454	(9.820)	64.478	62.647	-	-	1.873.813	934.018		
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	631.663	959.789	5.487.001	5.078.784	2.972.881	2.625.357	2.038.472	1.855.448	1.708.271	1.697.024	(209)	(215)	12.838.079	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																				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro América			Eliminaciones			Totales		
		2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	
Ingreso		191.04	227.924	230.575	1.289.372	2.551.440	1.105.875	1.344.632	1.265.862	1.159.133	716.806	578.155	608.246	306.347	232.548	-	(20)	(235)	-	3.848.032	4.850.694	3.000.829
Ingresos de actividades ordinarias		187.074	223.247	224.081	1.259.172	2.503.577	1.102.091	1.341.444	1.265.392	1.150.185	706.513	565.687	600.821	292.111	216.619	-	-	-	-	3.786.314	4.774.622	2.977.178
Ventas de energía		184.702	221.484	220.869	1.195.897	2.449.812	1.040.995	1.311.738	1.236.953	1.128.070	689.686	547.793	490.576	288.224	214.056	-	-	-	-	3.670.247	4.670.098	2.880.610
Otras ventas		1.084	354	1.281	-	-	-	-	-	-	29.595	28.251	21.978	12.971	14.005	9.032	14	-	-	43.684	42.610	32.291
Otros ingresos de servicios		1.298	1.409	1.931	63.275	53.765	61.096	111	188	137	3.856	3.899	1.213	3.873	2.563	-	-	-	-	72.403	61.814	64.577
Otros Ingresos		4.030	4.677	6.494	30.200	47.863	3.784	3.188	470	8.948	10.093	7.468	4.425	14.236	15.929	-	(29)	(235)	-	61.718	76.172	23.661
Materias Primas Y Consumibles Utilizados		(9.922)	(17.329)	(9,110)	(474.100)	(1.900.631)	(781.180)	(510.008)	(406.423)	(412.529)	(238.728)	(175.113)	(162.338)	(92.543)	(43.067)	-	-	-	-	(1.325.301)	(2.650.453)	(1.376.183)
Compras de energía		(1.388)	(2.020)	(969)	(362.338)	(1.807.435)	(710.206)	(310.588)	(152.794)	(179.897)	(53.951)	(20.243)	(27.014)	(72.581)	(21.986)	-	-	-	-	(600.856)	(2.004.478)	(918.086)
Consumo de combustible		(444)	(1.170)	(1.180)	(37.582)	(32.330)	(41.363)	(32.433)	(20.599)	(39.785)	(80.808)	(62.583)	(55.522)	-	-	-	-	-	-	(161.267)	(116.882)	(137.850)
Gastos de transporte		(108)	(3.578)	(6.542)	(70.539)	(51.488)	(23.874)	(126.839)	(153.328)	(126.896)	(90.504)	(77.002)	(69.419)	(16.246)	(12.178)	-	-	-	-	(394.332)	(297.598)	(226.531)
Otros aprovisionamientos variables y servicios		(7.992)	(10.561)	(10.419)	(3.841)	(15.389)	6.743	(40.442)	(81.704)	(66.151)	(13.465)	(13.269)	(19.389)	(9.616)	(9.895)	-	-	-	-	(83.848)	(131.725)	(82.606)
Margen de Contribución		181.182	210.595	211.465	815.272	644.909	324.699	834.624	857.439	746.804	477.678	398.042	342.908	213.804	189.461	-	(29)	(235)	-	2.522.731	2.300.241	1.625.698
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		2.561	2.566	375	5.396	8.387	215	4.223	3.237	2.438	2.788	1.241	918	430	-	-	-	-	-	15.898	15.431	3.946
Gastos por beneficios a los empleados		(44.510)	(38.733)	(30.398)	(23.304)	(34.062)	(12.904)	(42.520)	(31.380)	(31.049)	(33.538)	(27.700)	(26.958)	(12.158)	-	-	-	-	-	(167.465)	(144.033)	(101.339)
Otros gastos, por naturaleza		(35.580)	(39.649)	(41.328)	(99.621)	(57.537)	(14.876)	(51.103)	(42.238)	(44.547)	(54.161)	(48.108)	(44.949)	(25.077)	(19.156)	-	14	235	-	(285.628)	(206.453)	(145.700)
Resultado Bruto De Explotación		103.653	134.779	140.114	697.743	661.697	297.094	746.224	787.058	673.446	392.967	323.475	271.819	176.574	168.177	-	(15)	-	-	2.115.146	1.985.196	1.382.573
Gasto por depreciación y amortización		(63.652)	(108.849)	(86.575)	(141.499)	(90.077)	(23.371)	(64.358)	(68.293)	(66.263)	(61.810)	(59.656)	(64.032)	(40.352)	(27.621)	-	-	-	-	(361.699)	(354.629)	(240.241)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período		(315.188)	(81.902)	-	(76.588)	-	-	(66.686)	-	-	(6.302)	(7.442)	-	-	-	-	-	-	-	(464.784)	(89.344)	-
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9		(508)	(380)	(96)	(1.605)	(5.910)	(535)	417	(1.427)	(315)	(206)	(1.270)	12	(949)	57	-	-	-	-	(2.651)	(8.930)	(934)
Resultado De Explotación		(295.895)	(56.352)	53.443	478.051	466.710	273.188	614.599	717.351	606.868	394.649	265.067	207.899	134.243	130.613	-	(15)	-	-	1.255.632	1.512.389	1.141.398
Resultado Financiero		(26.239)	(38.372)	6.765	24.825	(100.239)	5.254	(61.490)	(42.302)	(16.774)	(6.719)	5.087	(2.969)	(8.111)	-	-	-	(2.709)	-	(80.047)	(86.740)	(56.150)
Ingreso Financiero		69.333	68.576	72.968	23.637	21.434	11.100	11.107	6.642	6.465	9.714	1.977	4.787	2.782	-	(7)	-	-	-	117.388	96.341	93.720
Efectivo y otros medios equivalentes		37.930	27.211	27.765	31.572	3.699	(1.009)	18.178	2.407	3.792	3.167	334	2.331	195	68	-	-	-	-	91.042	33.709	32.879
Otros ingresos financieros		28.403	39.365	44.603	(6.935)	17.735	12.109	(7.071)	1.235	1.673	6.547	1.563	2.456	4.409	2.734	-	-	-	-	26.346	62.832	60.841
Costos financiero		(7.282)	(3.318)	(29.387)	(14.083)	(100.282)	(39.278)	(60.421)	(46.827)	(78.212)	(20.852)	(5.801)	(4.854)	(8.866)	(6.328)	-	7	-	-	(110.777)	(187.536)	(149.760)
Préstamos bancarios		(1.63)	(318)	(2.955)	(49.664)	(32.001)	(579)	(49.207)	(3.112)	-	(10.742)	(1.988)	(411)	-	-	-	-	-	-	(109.778)	(37.419)	(3.948)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas		-	-	-	(14.128)	(21.123)	(13.088)	(94.189)	(41.015)	(56.682)	(858)	(1,057)	(1,547)	-	-	-	-	-	-	(109.151)	(85.195)	(70.817)
Otros		(7,099)	(8,000)	(26,442)	49,709	(47,138)	(25,611)	82,951	(2,703)	(20,539)	(8,762)	(2,756)	(2,896)	(8,656)	(6,328)	-	7	-	-	(108.150)	(66.922)	(75.469)
Resultados por Unidades de Reajuste		(190.634)	(164.888)	(85.734)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(190.634)	(164.888)	(85.734)
 Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera		106.324	68.258	49.529	13.271	(21.411)	33.392	(2,178)	883	234	(6,128)	6,154	1,883	425	-	-	-	-	(2.709)	101.976	48.343	85.604
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación		490	982	2.630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	490	982	2.630
Otras ganancias (pérdidas)		-	1.902	50	(94.441)	5	-	1.000	66	103	-	-	3.611	29	427	-	-	-	-	(93.412)	2.100	3.764
Resultado de Otras Inversiones		-	-	50	(94.457)	5	-	1.000	66	103	-	-	3.611	29	427	-	-	-	-	(94.467)	-	50
Resultados en Ventas de Activos		-	1.802	-	16	-	-	1.000	66	103	-	-	3.611	29	427	-	-	-	-	1.045	2.100	3.714
 Ganancia (pérdida), antes de Impuestos		(821.644)	(92.140)	62.889	408.435	365.476	278.402	554.109	675.115	636.449	307.875	249.351	216.597	131.903	127.929	-	(15)	-	(2.709)	1.090.683	1.325.731	1.091.632
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias		26.185	2.238	(15.129)	(114.870)	(114.871)	(68.505)	(197.343)	(216.981)	(188.883)	(89.410)	(83.976)	(56.056)	(30.443)	(32.621)	-	-	-	-	(405.881)	(446.211)	(326.573)
 Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		(295.459)	(89.902)	47.760	293.565	250.605	211.897	356.766	458.134	347.566	218.465	163.375	160.541	101.460	95.308	-	(15)	-	(2.709)	674.782	879.520	765.059
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		(295.459)	(89.902)	47.760	293.565	250.605	211.897	356.766	458.134	347.566	218.465	163.375	160.541	101.460	95.308	-	(15)	-	(2.709)	674.782	879.520	765.059

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Generación y Transmisión																					
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro América			Eliminaciones			Totales			
		2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		52.827	142.939	123.114	874.955	741.313	193.848	446.546	606.661	549.006	317.955	231.550	242.006	128.874	122.998	-	(24,573)	-	11	1.798.384	1.645.490	1.109.986	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		20.507	86.607	(59,107)	(792,051)	(882,706)	(8,470)	(260,738)	(262,588)	(54,430)	(181,820)	(61,467)	(41,680)	(26,686)	1,168	-	-	-	(101,577)	-	(1,342,965)	(1,272,200)	(1,64,687)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(67,188)	(96,806)	(54,520)	(280,302)	237,780	(162,012)	(209,895)	(516,366)	(353,785)	(144												

b) Distribución

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio País	Distribución											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS												
Activos corrientes	361.283	272.122	3.254.965	4.033.868	695.268	420.426	183.960	208.451	-	(49)	4.395.456	4.934.818
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.977	6.404	276.155	310.415	131.595	92.356	12.740	57.197	-	-	426.467	466.372
Otros activos financieros corrientes	34.385	22.482	43.622	53.501	12.428	1.684	19	43	-	-	90.454	77.710
Otros activos no financieros, corriente	15.340	17.087	524.626	609.241	9.699	9.295	3.806	5.132	-	-	553.471	640.755
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	282.456	213.415	2.017.240	2.642.513	246.070	247.884	136.773	112.269	-	45	2.682.539	3.216.126
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	95	410	10.729	11.118	127.564	15.407	5.389	3.233	-	(94)	143.777	30.074
Inventarios corrientes	23.010	12.324	345.212	333.214	57.706	53.280	25.233	30.577	-	-	451.161	429.395
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	37.381	73.866	1.012	-	-	-	-	-	38.393	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	-	-	-	-	9.194	520	-	-	-	-	9.194	520
Activos no corrientes	2.194.717	1.887.183	9.429.354	11.210.471	1.647.595	1.611.019	1.438.688	1.237.600	-	-	14.710.554	16.146.273
Otros activos financieros no corrientes	3	5	3.579.341	2.904.813	13.670	6.599	-	12	-	-	3.593.014	2.911.429
Otros activos no financieros no corrientes	16	49	2.168.258	2.993.253	22.821	19.717	-	-	-	-	2.191.095	3.013.019
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	219	377	310.237	450.387	7.303	16.252	-	-	-	-	317.769	467.016
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	15	26	-	-	-	-	-	-	-	-	15	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	121	135	-	-	6.199	13.613	-	-	-	-	6.320	13.748
Activos intangibles distintos de la plusvalía	97.523	73.985	2.659.190	3.978.918	99.982	100.569	63.901	52.179	-	-	2.920.596	4.206.651
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.096.786	1.812.557	24.433	28.059	1.484.571	1.632.486	1.320.927	1.153.472	-	-	4.928.717	4.628.574
Propiedad de inversión	-	-	7.341	6.272	-	-	-	-	-	-	7.341	6.272
Activos por derecho de uso	34	49	59.491	62.826	13.049	17.944	44.746	31.937	-	-	117.320	112.756
Activos por impuestos diferidos	-	-	621.063	785.943	-	3.839	9.314	-	-	-	630.377	789.782
TOTAL ACTIVOS	2.555.980	2.169.305	12.684.319	15.244.339	2.242.893	2.231.445	1.622.848	1.446.051	-	(49)	19.106.010	21.061.091

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 - MUSS

Línea de Negocio	Distribución												Totales
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones				
Pais	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS													
Pasivos Corrientes	968.396	902.066	3.682.148	4.474.546	672.242	560.602	368.882	315.498	-	-	49	6.482.668	6.242.663
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	472.267	463.072	200.771	220.369	83.307	69.837	-	-	-	766.345	753.298
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	14	15.527	17.378	2.781	3.281	5.896	16.122	-	-	-	24.219	38.795
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	838.169	797.949	2.110.246	2.538.667	239.824	264.665	176.258	166.340	-	-	-	3.384.497	3.767.621
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	33.607	42.444	778.916	1.249.196	33.038	15.602	60.640	35.669	-	(49)	-	908.201	1.342.862
Otras provisiones corrientes	38.967	43.269	80.661	75.926	8.461	10.715	7.835	5.008	-	-	-	135.924	134.918
Pasivos por impuestos corrientes	32.573	-	54.736	-	69.195	16.094	8.230	6.591	-	-	-	164.734	22.685
Otros pasivos no financieros corrientes	16.066	18.390	69.795	130.307	18.172	19.756	26.716	15.931	-	-	-	130.749	184.384
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos No Corrientes	615.349	558.266	6.150.217	7.273.663	869.082	887.339	444.051	435.640	-	-	-	8.078.699	9.154.908
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.872.259	1.608.594	784.272	794.478	373.911	379.487	-	-	-	3.030.442	2.782.559
Pasivos por arrendamientos no corrientes	4	24	49.007	49.844	11.369	15.578	14.092	16.786	-	-	-	74.472	82.232
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	11.251	53.914	1.876.027	2.623.702	4.969	231	1.047	591	-	-	-	1.883.294	2.678.438
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	7.666	40.821	548.753	958.052	3.855	-	-	-	-	-	-	560.274	996.873
Otras provisiones no corrientes	10.920	19.063	520.281	676.518	2.911	9.379	435	415	-	-	-	534.547	705.576
Pasivo por impuestos diferidos	552.813	405.082	-	4.684	(940)	-	50.243	33.976	-	-	-	602.116	443.742
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	16.188	13.197	1.283.325	1.311.655	62.646	67.673	2.916	3.031	-	-	-	1.385.075	1.385.556
Otros pasivos no financieros no corrientes	16.507	26.165	565	40.614	-	-	1.407	1.354	-	-	-	18.479	68.133
Patrimonio Neto	981.235	698.973	2.951.954	3.496.130	801.539	793.604	809.915	694.913	-	-	-	5.544.643	5.683.620
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	981.235	698.973	2.951.954	3.496.130	801.539	793.604	809.915	694.913	-	-	-	5.544.643	5.683.620
Capital emitido y pagado	737.419	652.952	1.572.635	2.182.599	-	3.314	139.476	133.152	-	-	-	2.449.530	2.972.017
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(104.283)	(262.208)	(162.033)	(758.693)	340.831	248.707	607.903	501.709	-	-	-	682.418	(270.486)
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	46.819	-	-	-	-	-	46.819
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	348.099	308.229	1.541.352	2.072.224	460.708	494.764	62.536	60.052	-	-	-	2.412.695	2.935.269
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	2.555.080	2.159.305	12.684.319	15.244.339	2.242.863	2.231.445	1.622.848	1.448.051	-	(49)	-	19.106.010	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 - MUSS

Línea de Negocio		Distribución																	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
		2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Ingreso		1,076,041	793,771	801,228	8,630,371	8,761,613	6,834,057	1,769,737	1,706,530	1,646,064	1,032,640	896,367	886,663	(2)	(32)	(27)	12,512,106	12,167,140	10,068,885
Ingreso de actividades ordinarias		842,584	779,524	772,583	6,902,171	7,291,539	5,855,047	1,751,654	1,685,480	1,529,090	1,027,285	890,752	882,564	-	-	-	10,628,694	10,647,296	9,038,284
Ventas de energía		796,958	737,859	737,983	5,941,210	6,522,617	5,168,342	848,058	859,847	760,540	968,272	841,017	844,342	-	-	-	8,592,488	8,861,340	7,611,207
Otras ventas		5,200	2,689	1,695	6,902,171	7,291,539	5,855,047	1,408	1,906	2,011	426	1,134	817	-	-	-	7,084	8,729	8,221
Otros prestaciones de servicios		40,426	38,976	32,905	980,961	769,922	686,907	992,188	823,727	786,539	60,587	48,901	37,405	-	-	-	1,064,162	1,000,238	1,222,953
Otros Ingresos		236,457	14,247	28,645	1,728,600	1,469,974	979,010	18,083	21,050	17,874	5,364	4,615	4,099	(2)	(32)	(27)	1,968,502	1,509,854	1,029,601
Materiales Primas Y Consumibles Utilizados		(663,342)	(628,448)	(630,338)	(6,079,367)	(6,573,470)	(4,937,646)	(1,009,832)	(1,011,614)	(886,155)	(602,038)	(604,967)	(599,116)	-	-	-	(8,444,567)	(8,719,810)	(6,963,256)
Compras de energía		(608,593)	(490,205)	(489,984)	(3,740,199)	(4,722,860)	(3,451,265)	(665,442)	(749,941)	(646,721)	(640,615)	(561,256)	(561,076)	-	-	-	(6,654,849)	(6,824,282)	(5,149,048)
Consumo de combustible		-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16
Gastos de transporte		(11,789)	(14,438)	(17,806)	(733,183)	(593,753)	(658,797)	(234,147)	(174,438)	(162,393)	-	-	-	-	-	-	(879,118)	(782,629)	(838,996)
Otros aprovisionamientos variables y servicios		(43,960)	(23,805)	(22,548)	(1,605,076)	(1,256,873)	(827,584)	(110,243)	(87,535)	(77,043)	(51,421)	(43,731)	(38,949)	-	-	-	(1,810,569)	(1,411,944)	(985,219)
Margen de Contribución		415,699	265,323	270,890	2,551,414	2,188,043	1,896,411	769,905	694,616	690,909	340,613	290,380	287,547	(2)	(32)	(27)	2,801,498	3,436,330	3,115,630
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		55,701	47,471	30,921	114,581	103,072	76,469	27,865	28,747	26,439	16,075	13,103	9,317	-	-	-	214,222	192,393	143,146
Gastos por beneficios a los empleados		(182,322)	(154,220)	(123,792)	(304,333)	(302,308)	(207,724)	(60,092)	(66,732)	(76,778)	(36,337)	(35,861)	(33,923)	-	-	-	(583,084)	(659,121)	(442,217)
Otros gastos, por naturaleza		(158,392)	(135,942)	(128,108)	(601,107)	(556,744)	(579,070)	(86,446)	(102,054)	(103,675)	(51,326)	(48,628)	(49,043)	2	32	27	(897,289)	(843,338)	(859,859)
Resultado Bruto De Exploración		130,688	22,632	49,911	1,760,555	1,432,083	1,186,086	641,232	654,677	606,795	289,026	218,994	213,698	-	-	-	2,801,498	2,228,266	1,956,690
Gasto por depreciación y amortización		(96,589)	(82,711)	(73,850)	(425,754)	(370,763)	(366,439)	(122,849)	(123,631)	(115,540)	(64,142)	(58,448)	(58,395)	-	-	-	(709,394)	(636,561)	(614,224)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período		-	-	-	(781,782)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(781,782)	-	-
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9		(17,544)	(8,551)	(44,338)	(236,695)	(307,815)	(167,035)	(13,732)	(12,807)	(16,127)	(3,054)	(6,383)	(4,040)	-	-	-	(270,026)	(336,556)	(241,540)
Resultado De Exploración		16,553	(69,630)	(69,277)	318,324	763,486	652,612	604,661	418,139	376,128	201,829	154,166	141,463	-	-	-	1,039,577	1,267,159	1,100,926
Resultado Financiero		309,097	28,590	22,806	(77,290)	(389,359)	(287,371)	(70,722)	(64,588)	(49,171)	(17,010)	(21,609)	(26,042)	-	14	-	(496,008)	(416,941)	(318,978)
Ingreso financiero		27,318	18,930	10,657	296,634	164,114	100,950	28,974	10,984	8,571	7,697	4,373	3,771	-	-	-	390,623	199,401	123,949
Efectivo y otros medios equivalentes		18,433	12,274	4,422	21,338	5,167	5,954	342	1,993	3,894	2,058	229	417	-	-	-	42,171	19,883	14,887
Otros ingresos financieros		8,885	7,656	6,235	275,296	158,947	94,996	28,632	8,991	4,677	5,639	4,144	3,354	-	-	-	318,462	179,738	109,262
Costos financieros		(292,370)	(262,789)	(148,616)	(606,208)	(631,140)	(696,566)	(85,378)	(81,476)	(66,226)	(27,090)	(22,340)	(20,894)	-	-	-	(1,361,049)	(877,741)	(696,299)
Préstamos bancarios		(25)	(405)	(378)	(38,412)	(72,414)	(44,964)	(3,233)	(9,528)	(8,732)	(9,943)	(9,225)	(2,801)	-	-	-	(88,610)	(95,576)	(86,678)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas		-	-	(1)	(148,882)	(77,476)	(6,951)	(40,559)	(35,496)	(8,299)	(8,972)	(23,379)	-	-	-	-	(174,132)	(137,007)	(113,508)
Otros		(292,345)	(262,380)	(148,239)	(808,914)	(381,250)	(266,965)	(75,194)	(11,389)	(11,997)	(1,851)	860	(914)	-	-	-	(1,176,304)	(654,159)	(428,118)
Resultados por Unidades de Reajuste		585,198	279,374	161,586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	585,198	279,374	161,586
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera		(11,049)	(7,929)	(1,018)	(27,708)	(2,329)	(1,763)	(4,318)	(4,093)	(1,517)	2,292	(3,639)	(1,919)	-	14	-	(60,781)	(17,976)	(6,217)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación		5	32	28	-	-	(257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(252)	32	28
Otras ganancias (pérdidas)		-	-	7	(208,782)	519	870	3,808	673	21	605	26	5	-	-	-	(204,349)	1,118	903
Resultado de Otras Inversiones		-	-	-	(215,982)	543	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(215,982)	543	-
Resultados en Ventas de Activos		-	-	7	2,220	(24)	870	3,808	573	21	605	26	5	-	-	-	11,633	576	903
Ganancia (pérdida), antes de Impuestos		325,655	(40,008)	(45,636)	(606,718)	384,649	386,111	437,480	394,127	325,978	196,333	132,568	116,426	-	14	-	338,750	841,368	782,679
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias		(131,230)	(138,481)	(22,866)	(104,008)	(102,921)	(118,872)	(153,804)	(107,270)	(97,881)	(60,380)	(47,413)	(38,488)	-	-	-	(446,422)	(396,086)	(278,107)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		194,425	(178,489)	(68,502)	(713,728)	281,728	267,239	283,676	286,857	228,097	124,953	85,173	77,938	-	14	-	(110,672)	445,283	504,772
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		194,425	(178,489)	(68,502)	(713,728)	281,728	267,239	283,676	286,857	228,097	124,953	85,173	77,938	-	14	-	(110,672)	445,283	504,772

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio		Distribución																	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
		2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		230,378	268,871	159,556	1,425,388	(53,565)	797,144	689,072	421,301	391,312	235,305	221,034	100,855	-	-	-	2,580,143	856,641	1,448,867
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(189,697)	(187,632)	(115,347)	(1,356,285)	(1,043,563)	(740,848)	(383,172)	(326,150)	(381,939)	(82,803)	(153,866)	(126,493)	-	-	-	(2,111,677)	(1,711,211)	(1,384,827)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(35,377)	(76,665)	(54,133)	(121,754)	878,164	56,395	(259,901)	(125,249)	22,061	(99,856)	(48,896)	16,185	-	-	-	(618,888)	827,364	40,808

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 31.12.2022	al 31.12.2021
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Planta Ciclo Combinado	US\$	37.392	US\$	36.734	41.953
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	3.927	US\$	660	2.099
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	12.096	US\$	52.275	59.626
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	-	US\$	-	26.096
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Varios	Escrow Account	US\$	607.446	US\$	383.149	321.352
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	-	US\$	-	8.638
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	23.046	US\$	4.508	16.520
Banco Continental S.A.	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	-	US\$	-	2.221

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el monto de las propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 60.438 y MUS\$ 85.317, respectivamente (ver Nota 17.c.ii). Cabe destacar que las propiedades, planta y equipo de Enel Generación Costanera han sido clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 6.2).

Al 31 de diciembre de 2022, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 52.122.388 (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		Garantía			Saldo pendiente	
				Nombre	Relación	Garante	Tipo de Garantía	Moneda	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	53.853	55.893
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	261.608	267.394
Préstamo Bancario	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	74.137
Préstamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	39.458
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	37.116	37.115
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	22.249	22.249
Préstamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	9.927
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	49.336
Bonos	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	139.403	256.055
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	9.752	-
Préstamo Bancario	BEI 4131	Septiembre 2037	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	120.863	-
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	31.363	31.363
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.277	13.344
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	47.353	51.014
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	49.286	53.096
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	42.356	45.631
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	44.085	47.493
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.772	13.865
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	3.225	3.247
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.795	13.888
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.860	13.954
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	11.405	12.448
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.957	11.960
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.700	26.951
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	17.108	18.673
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	16.437	17.941
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	31.050	40.427
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	11.405	12.448
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.957	11.960
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.700	26.951
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.310	13.377
Préstamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	82.143	88.970
Préstamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	45.102	48.469
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 450839	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.142	-
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 450841	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	2.039	-
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 463919	Marzo 2026	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.351	-
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 463920	Septiembre 2026	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	4.070	-
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 463921	Septiembre 2031	European Investment Bank	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	16.281	-
Total									1.259.373	1.429.034

(*) 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\$10.437.396 (MUS\$12.251).

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\$17.503).

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 MBRL 388.401 (MUS\$73.564).

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 S.A. y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza S.A. (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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en las dos demandas es de MBRL 426.653 (MUS\$80.810).
 - (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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 255.936 (MUS\$48.475).
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural - COPERCA x Companhia Energética do Ceará - Coelce. El 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 222.317 (MUS\$42.108).
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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 158.720 (MUS\$30.062).
8. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energía 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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 253.642 (MUS\$48.041).

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.(subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará), 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 265.487 (MUS\$50.284).
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 230.249 (MUS\$43.610).
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, para los años de 2015, 2016 y 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL 201.800 (MUS\$38.222).

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía y Servicios)

13. 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 31 de diciembre de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 681.141 (MUS\$129.010).
14. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL 181.508 (MUS\$34.378).
15. 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, 1.368 exempleados empezaron 825 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 135.629 (MUS\$25.689).

16. Enel Distribución Rio de Janeiro presentó una acción de naturaleza cautelar para suspender y, en definitiva, dejar sin efecto la resolución ratificatoria N°3064/2022 que aprobó la Revisión tarifaria Extraordinaria en 2022. La acción se encuentra pendiente. El monto involucrado en la acción es indeterminado.
17. 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 1.387.666 (MUS\$262.829).
18. 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 139.563 (MUS\$26.433).

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

19. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 1.358.173 (MUS\$257.243).
20. 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.
21. 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. Actualmente, hay apelación del Ministerio Publico del Trabajo pendiente de decisión en la Corte Superior del Trabajo. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
22. 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 167.557 (MUS\$31.736).
23. 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 252.339 (MUS\$47.794).

24. 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 242.693 (MUS\$45.967).
25. 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 182.433 (MUS\$34.553).
26. 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 172.298 (MUS\$32.634).
27. 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 162.687 (MUS\$30.813).
28. 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 690.878 (MUS\$130.855).
29. 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 212.452 (MUS\$40.239).
30. 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. En diciembre la Compañía recibió nueva acta sobre el tema en el monto de MBRL 20.625 (MUS\$3.906). La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio es de MBRL 187.735 (MU\$35.558).
31. 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, 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 173.251 (MUS\$32.814).

32. 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 208.327 (MUS\$39.458).
33. 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 205.400 (MUS\$38.903).
34. 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 277.589 (MUS\$52.576).
35. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2017, 2018 y 2019, debido a que la compañía presuntamente dedujo determinados montos. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. Se presentó un nuevo recurso que se encuentra pendiente. Cuantía del litigio: MBRL 772.666 (MUS\$146.346).
36. 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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 295.033 (MUS\$55.880).
37. 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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 201.366 (MUS\$38.139).
38. 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 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).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Rio reconocieron activos por MBRL 4.987.510 (MUS\$944.651), MBRL 783.680 (MUS\$148.432 y MBRL 3.164.281 (MUS\$599.325), respectivamente, a diciembre 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.

Enel Cien S.A.

39. 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 Energía S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

-Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.

-Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. El 31 de diciembre de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 658.317 (MUS\$124.687).

Colombia:

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

40. 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.
41. 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.

42. 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. En la última resolución recibida el 21 de noviembre del 2022, se designaron los magistrados que conocerán de las acciones presentadas. Al 31 de diciembre de 2022, el monto involucrado es de US\$362 millones.

Enel Green Power Costa Rica S.A. y Enel Colombia S.A.:

43. 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. Río 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. El Tribunal Arbitral quedó formalmente constituido el 24 de octubre de 2022 y el 20 de diciembre se emitió la Orden Procesal No.1. Actualmente está en curso el plazo para la preparación del memorial de demanda de Enel Colombia y Enel Costa Rica CAM S.A, el cual vence el 10 de abril del 2023.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$74.987 al 31 de diciembre 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	0,93	0,23	0,13	0,03
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
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, Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: BRCEDBS077; BRCEDBS085; BRCEDBS0A3; BRCEDBS0B1; BRCEDBS0C9; BRCEDBS0D7	-	-	-
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	2,55	2,56	1,13	0,31
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 23ra Emisiones	Bonos 24ta, 25ta y 26ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	BNP Paribas, MUFG, Scotiabank y 7ta Nota Promisoria	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: BRELPLDBSOV6; BRELPLDBS001	ISIN: BRELPLDBSOX2; BRELPLDBSOY0; 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	1,18	1,17	1,17	2,31
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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2022 las subsidiarias de generación en Argentina han cobrado 56 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2022 asciende a MUS\$ 228.130 (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\$ 153.263 (MUS\$ 180.601 al 31 de diciembre de 2021), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 63.327 (MUS\$ 72.566 al 31 de diciembre de 2021) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 15.139 (MUS\$ 17.778 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 10 y 6.2).

(ii) Edesur:

Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones

El 29 de diciembre de 2022, en el marco del “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” y del “Régimen Especial de Créditos” establecidos por el artículo 87 de la Ley No 27.591, que fuera prorrogada por disposición del Decreto PEN 88/2022, se celebró un acta acuerdo entre la Secretaría de Energía y el ENRE, por una parte, y Edesur, por la otra, de la que CAMMESA fue notificada en el mismo acto. Esta acta acuerdo contempló lo siguiente: (a) el reconocimiento por parte de Edesur de la deuda con CAMMESA y el MEM; (b) el reconocimiento de un crédito a Edesur por parte de la Secretaría de Energía, aplicable a la compensación parcial de la deuda reconocida, y (c) la

determinación de un plan de pagos para la deuda del punto (a) luego de la compensación mencionada en (b), cuyo pago queda limitado al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del VAD. Además, Edesur se obligó a aplicar un monto equivalente a una parte del crédito reconocido, a regularizar la deuda de los usuarios morosos alcanzados por las políticas implementadas en beneficio de la demanda, así como a presentar las rendiciones de cuentas del plan de inversiones asociado al mecanismo de la Resolución SE No 371/2021 que promovió la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y a la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Los efectos de este acuerdo impactaron en los resultados de la siguiente manera: reconocimiento de Otros ingresos de explotación por MARS 38.979.862 (MUS\$ 220.083) (ver nota 28); menores “Costos financieros” por MARS 13.728.100 (MUS\$ 77.509) (ver nota 34), y su correspondiente impacto en la línea “Impuesto sobre sociedades”.

Acuerdo Marco 2022

Con fecha 21 de diciembre de 2022, entre el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y las empresas distribuidoras Edesur y Edenor, se firmó el “Acuerdo sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la provincia de Buenos Aires” correspondiente al período comprendido entre enero y diciembre de 2021. El Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires se comprometieron a compensar a las distribuidoras a través de un crédito en sus facturas de compra de energía eléctrica a CAMMESA, que se hará efectivo durante los primeros meses del año 2023. Por este acuerdo, la Sociedad reconoció Otros ingresos de explotación por MARS 1.735.650 (MUS\$ 9.800) (ver nota 28).

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 (SE), 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”. Finalmente, mediante la Resolución N° 681/2022 de fecha 4 de octubre de 2022, la SE aprobó la transferencia de ARS 500 millones (MUS\$ 2.823) en concepto de tercer desembolso, que se cobró el 19 de octubre de 2022. Estos ingresos se exponen en la línea “Ingresos por venta de energía”.

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 106.132.823 (MUS\$ 599.233) al 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente, era la siguiente:

País	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Argentina	4.020	4.064
Brasil	7.399	8.870
Colombia	2.326	2.259
Costa Rica	35	34
Chile	44	57
Guatemala	92	94
Panamá	96	94
Perú	1.060	989
Total	15.072	16.461
Promedio	16.208	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 MBRL13.085 (MUS\$2.478).
- La compañía recibió en agosto de 2022, multa por no registrar notas fiscales. El monto involucrado es de MBRL34.668 (MUS\$6.566).

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 MBRL1.609 (MUS\$305).
- 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 MBRL1.133 (MUS\$ 215).

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

- Se ha multado ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. En diciembre de 2022 la compañía recibió 99 nuevas actas sobre el tema con el monto involucrado de MBRL 84.729 (MUS\$ 16.047). Se aguarda fallo. El 31 de diciembre de 2022 el monto total involucrado (ya incluso los casos nuevos) es de MBRL 162.788 (MUS\$30.833).
- 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 diciembre de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 95.872 (MUS\$18.158).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones (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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2022					2021	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolsos a futuro	Fecha estimada desembolsos Futuro	Total desembolsos	Monto desembolsos periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	205	205	-	3.761	31/12/2023	3.966	4.268
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	70	-	70	-	-	70	343
	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	1.179	1.145	34	3.355	31/12/2027	4.534	5.896
	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	224	224	-	84	31/12/2023	308	324
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	99	-	99	-	-	99	87
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	Terminado	321	-	321	-	-	321	334
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	248	-	248	-	-	248	169
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	297	-	297	-	-	297	172
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	100	-	100	-	-	100	79
Enel Generación Plura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	18	-	18	-	-	18	38
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	13	-	13	-	-	13	31
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	182	-	182	-	-	182	52
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	44	-	44	-	-	44	43
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medioambiente	Terminado	11	-	11	-	-	11	33
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	13	-	13	-	-	13	17
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	248	-	248	-	-	248	265
Total				3.272	1.674	1.698	7.200	-	10.472	12.171

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

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				
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	343	-	343	-	31/12/2022	343	
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.268	31/12/2022	4.268	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	87	-	87	-	-	87	
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	272	267	5	5.624	31/12/2027	5.896	
Enel Generación Perú S.A.	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	En proceso	84	82	2	240	31/12/2022	324	
		Actividades De Prevencion	Protección de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	334	-	334	-	-	334
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	52	-	52	-	-	52
		Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	189	-	189	-	-	189
		Monitoreos Ambientales	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	Terminado	172	-	172	-	-	172
		Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	79	-	79	-	-	79
		Servicios legales	Servicios de caracter legal	Terminado	3	-	3	-	-	3
Enel Generación Pura S.A.	Mitigaciones Y Restauraciones	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	Terminado	-	-	-	-	-	
		Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	38	-	38	-	-	38
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	40	-	40	-	-	40
		Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	31	-	31	-	-	31
		Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	52	-	52	-	-	52
Chinango S.A.C.	Paisajismo Y Areas Verdes	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	43	-	43	-	-	43
		Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la Radiación	Terminado	33	-	33	-	-	33
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	5	-	5	-	-	5
Chinango S.A.C.	Gestion De Residuos	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	17	-	17	-	-	17
		Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	265	-	265	-	-	265
Total				2.139	349	1.790	10.132	-	12.271	

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	2020					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	480	-	480	-	-	480
		Otros	En proceso	276	-	276	-	-	276
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Ley 99	En proceso	-	-	-	4.221	31/12/2021	4.221
		Material Contaminante	En proceso	74	-	74	-	-	74
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	2.341	2.180	161	5.375	31/12/2027	7.716
		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						31/12/2022	
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental		En proceso	83	83	-	309		392
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	223	-	223	-	-	223
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	103	-	103	-	-	103
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	204	-	204	-	-	204
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	6	-	6	-	-	6
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del ruido, Proteccion contra la Radiacion	Terminado	111	-	111	-	-	111
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	89	-	89	-	-	89
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	55	-	55	-	-	55
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	22	-	22	-	-	22
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	37	-	37	-	-	37
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	28	-	28	-	-	28
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	42	-	42	-	-	42
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la	Terminado	72	-	72	-	-	72
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	31	-	31	-	-	31
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	115	-	115	-	-	115
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	Terminado	7	-	7	-	-	7
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	Terminado	107	-	107	-	-	107
Total				4.506	2.263	2.243	9.905	-	14.411

40. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	31.12.2022		Resultado de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
									Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución									
Enel Argentina S.A.	Individual	65.486	339.910	405.396	215	-	405.181	405.396	-	(57)	(57)	(1.822)	(138.116)	(28)	(104.136)	(522)	(104.658)	(171.117)	(275.775)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	82.594	178.125	260.719	60.037	38.342	162.340	260.719	96.383	(3.152)	93.231	43.682	(67.142)	12.358	(54.751)	36.288	(18.463)	(69.198)	(87.661)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	65.550	182.138	247.688	18.726	54.103	174.859	247.688	37.484	(3.313)	34.171	21.696	4.235	(13.218)	(8.525)	(6.596)	(15.121)	(103.885)	(119.006)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	361.262	2.194.717	2.555.979	959.395	615.348	981.236	2.555.979	1.079.041	(663.342)	415.699	130.687	16.554	309.096	325.655	(131.230)	194.425	(297.697)	(103.272)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.798	1.148	16.946	16.241	-	705	16.946	1.213	(81)	1.132	(189)	(758)	561	(197)	-	(197)	(1.243)	(1.440)
Dock Sud S.A.	Individual	108.807	230.274	339.081	33.907	27.084	278.090	339.081	56.473	(3.405)	53.068	38.461	13.943	(28.357)	(14.414)	(745)	(15.159)	(108.831)	(123.990)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	274.395	620.014	894.409	117.396	54.104	722.909	894.409	133.110	(7.935)	125.175	62.117	(162.456)	(29.498)	(107.800)	35.708	(72.092)	(287.635)	(359.727)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	307.781	4.461.933	4.769.714	1.173.519	640.403	2.955.792	4.769.714	643.286	(141.139)	502.147	416.796	294.503	16.743	311.585	(54.503)	257.082	352.955	210.000
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	183.313	(92.229)	91.084	86.465	78.626	5.204	83.836	(28.663)	55.172	5.598	60.770
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	69.149	110.132	179.281	76.227	15.177	87.877	179.281	129.694	(70.048)	59.646	49.550	39.140	(1.163)	37.981	(13.164)	24.817	3.533	28.350
EGP Volta Grande	Individual	25.411	297.142	322.553	40.978	134.385	147.190	322.553	67.783	(11.206)	56.577	52.464	52.348	(12.545)	39.803	(13.429)	26.374	6.563	32.937
Enel Cien S.A.	Individual	88.092	65.974	154.066	6.942	340	146.784	154.066	64.546	(49)	64.497	57.188	51.286	2.102	53.393	(18.162)	35.231	6.103	41.334
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	754.750	1.867.892	2.422.642	831.790	812.061	778.791	2.422.642	1.684.805	(1.196.485)	488.320	343.361	235.014	(81.399)	154.349	(30.441)	123.908	30.706	154.614
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	761.308	2.577.533	3.338.841	1.001.761	1.330.532	1.006.548	3.338.841	1.517.518	(1.033.572)	483.946	322.246	148.197	(167.266)	(18.980)	879	(18.101)	26.091	7.990
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	1.755.678	(1.352.582)	403.086	191.822	66.135	(208.090)	(141.941)	47.708	(94.239)	73.003	(21.230)
Enel X Brasil S.A.	Individual	42.413	80.966	123.379	46.913	1.041	75.425	123.379	21.620	(5.730)	15.890	(307)	(796)	1.539	749	(286)	463	1.819	2.282
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.744.961	5.183.928	6.928.889	1.754.649	4.007.624	1.166.616	6.928.889	3.672.961	(2.496.708)	1.176.253	903.125	626.458	(260.527)	372.231	(114.572)	257.659	25.878	283.537
Grupo Enel Brasil	Consolidado	5.452.313	15.373.118	20.825.431	4.961.428	7.412.264	8.451.739	20.825.431	9.717.081	(6.324.812)	3.392.269	2.393.229	720.437	(622.038)	66.448	(234.149)	(167.701)	289.809	122.107
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	769.597	4.446.163	5.215.760	1.008.193	1.420.408	2.787.159	5.215.760	2.574.352	(1.083.636)	1.490.716	1.306.003	1.062.179	(133.258)	1.031.377	(336.242)	695.135	(307.601)	387.534
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	267.031	(161.682)	105.349	87.257	64.420	(10.168)	54.252	(18.804)	35.448	(28.489)	6.959
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	-	-	-	-	-	-	-	9.148	(10.648)	(1.500)	(4.889)	(5.427)	(3.646)	(9.073)	3.242	(5.831)	(18.325)	(24.156)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	43.402	109.226	152.628	4.832	643	147.153	152.628	3.709	-	3.709	361	(454)	1.383	936	(423)	513	-	513
PH Cruces S.A.	Individual	6.036	158.907	164.943	84.447	42.000	36.496	164.943	17.444	-	17.444	12.528	7.039	(3.594)	3.444	(170)	3.274	-	3.274
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	11.132	3.666	14.798	12.719	1.585	494	14.798	57.963	(47.676)	10.287	2.473	1.667	(172)	1.899	(456)	1.443	-	1.443
Generadora de Occidente Ltda	Individual	16.945	35.448	52.393	1.794	3.048	47.551	52.393	17.093	(1.812)	15.281	11.716	10.442	(207)	10.235	(1.283)	8.952	-	8.952
Generadora Montecristo S.A.	Individual	80.174	20.773	100.947	67.302	9.283	24.362	100.947	7.709	(155)	7.554	6.100	5.373	814	6.187	(702)	5.485	-	5.485
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	69.266	319.280	388.546	5.056	-	383.490	388.546	47.659	(7.303)	40.356	32.704	24.038	14	24.059	(2.795)	21.264	-	21.264
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	13.699	21.065	34.764	548	-	34.216	34.764	3.357	(74)	3.283	2.735	1.986	10	2.006	(277)	1.729	-	1.729
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	131.658	216.854	348.512	102.041	28.584	217.887	348.512	6.576	(262)	6.314	1.839	577	951	43.743	(182)	43.561	-	43.561
Enel Solar S.R.L.	Individual	3.155	65.094	68.249	49.204	2.407	16.638	68.249	10.820	(1.307)	9.513	7.914	3.989	(2.155)	1.834	(569)	1.265	-	1.265
Enel Fortuna S.A.	Individual	104.212	491.259	595.471	33.413	104.253	457.805	595.471	182.142	(74.076)	108.066	92.620	78.511	710	79.221	(23.467)	55.754	-	55.754
Grupo Enel Colombia	Consolidado	972.218	5.170.382	6.142.600	1.112.599	1.619.494	3.410.507	6.142.600	3.200.229	(1.370.999)	1.830.130	1.579.421	1.255.348	(150.241)	1.109.688	(388.678)	721.010	(78.501)	542.509
Enel Perú S.A.C.	Individual	39.895	1.000.873	1.040.768	70.712	-	970.056	1.040.768	-	-	-	(78)	(78)	1.515	244.924	(6)	244.858	41.783	286.641
Enel Generación Perú S.A.	Individual	158.091	849.572	1.007.663	280.992	206.220	520.451	1.007.663	542.978	(209.656)	333.322	270.611	230.547	470	254.375	(67.770)	186.605	35.536	222.141
Chinango S.A.C.	Individual	18.657	130.317	148.974	13.145	32.221	103.608	148.974	59.416	(12.619)	46.797	41.287	37.715	(462)	37.253	(10.989)	26.264	5.006	31.270
Enel Generación Plura S.A.	Individual	29.588	152.276	181.864	53.268	54.308	74.288	181.864	88.860	(28.108)	60.752	50.893	41.038	2.767	43.805	(13.290)	30.515	4.151	34.666
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	183.959	1.438.889	1.622.848	368.882	444.051	809.915	1.622.848	1.032.649	(692.035)	340.614	269.026	201.830	(17.101)	185.334	(60.380)	124.954	32.550	157.504
Grupo Enel Perú	Consolidado	387.703	2.481.158	2.868.861	754.311	722.258	1.392.292	2.868.861	1.504.882	(737.417)	767.465	625.480	503.453	(13.053)	490.985	(151.001)	339.984	57.397	397.381
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	155.243	573.427	728.670	140.698	244.475	343.497	728.670	46.972	(4.371)	42.601	30.345	16.894	(18.184)	(1.291)	2.638	1.347	6.595	7.942

		al 31.12.2021																		
		Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Generación (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)	(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	(4.698)	100.376	53.487	(65.458)	8.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.536)	(93.303)	(93.303)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.904	317.567	15.831	54.753	246.983	317.567	41.540	(3.787)	37.753	27.188	10.081	(26.108)	(15.000)	(5.414)	(20.414)	(44.420)	(64.834)	(64.834)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	272.120	1.887.184	2.159.304	902.066	558.266	698.972	2.159.304	793.771	(528.448)	265.323	22.631	(68.632)	28.590	(40.010)	(138.481)	(78.491)	(128.698)	(307.189)	(307.189)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.049	1.585	16.634	13.676	-	2.958	16.634	1.613	(60)	1.553	(721)	(902)	(555)	(4.566)	-	(4.566)	(647)	(2.103)	(2.103)
Dock 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)	(44.724)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	258.643	751.345	1.009.988	117.486	103.021	789.481	1.009.988	146.282	(10.581)	135.701	76.676	(85.023)	(47.245)	(207.280)	6.960	(200.320)	(133.351)	(333.671)	(333.671)
Grupo EGP Brasil	Consolidado	317.994	3.656.821	3.974.815	627.146	592.180	2.765.489	3.974.815	538.380	(293.468)	244.912	199.332	134.891	(44.388)	90.507	(23.533)	66.974	367.175	434.149	434.149
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	107.101	118.995	226.096	63.916	254	161.926	226.096	326.889	(209.590)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	58.972	58.972
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	262.713	112.859	375.572	247.881	47.416	80.275	375.572	1.428.553	(1.351.052)	77.501	64.205	51.686	(43.147)	8.539	(3.077)	5.462	(4.088)	1.374	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	21.124
Enel Cien S.A.	Individual	27.289	126.169	153.458	15.518	239	137.701	153.458	54.619	(14)	54.605	47.255	41.826	926	42.752	(14.113)	28.639	(8.636)	20.003	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)	(399)	(1.495)	(1.495)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	5.955	7.939	273	149	7.517	7.939	487	-	487	(109)	(190)	838	751	1.589	(884)	705	705	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	49.490
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	780.471	2.205.682	2.986.153	1.045.797	1.255.747	684.609	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)	(21.551)	(21.551)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	870.735	2.613.350	3.484.085	1.182.729	1.239.900	1.061.456	3.484.085	1.820.216	(1.468.987)	351.229	162.818	55.439	(83.657)	(27.959)	5.999	(21.960)	(71.438)	(93.398)	(93.398)
Enel X Brasil S.A.	Individual	41.242	38.962	78.204	32.759	771	44.874	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	(2.920)	51	(2.869)	3.427	558	(2.339)	(1.681)	(1.681)
Enel Distribuição São 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	706.896	431.456	(156.850)	274.607	(77.987)	196.620	(107.521)	89.099	89.099
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.195	16.362.724	21.172.919	4.981.114	8.554.845	7.836.960	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	5.711
Empresa S.A. E.S.P.	Individual	163.479	2.056.524	2.220.003	371.689	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	228.424
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	420.427	1.811.019	2.231.446	550.502	887.338	793.606	2.231.446	1.706.529	(1.011.914)	694.615	554.576	418.138	(54.584)	364.128	(107.270)	256.858	(136.905)	119.953	119.953
Enel Perú S.A.C.	Individual	38.474	1.074.700	1.113.174	160.808	-	952.366	1.113.174	-	-	654	-	(547)	(2.505)	(2.648)	208.633	(161)	208.472	(73.523)	134.949
Enel Generación Perú S.A.	Individual	193.318	836.620	1.029.938	202.454	212.314	615.170	1.029.938	430.578	(150.735)	279.843	223.756	185.249	5.025	205.952	(58.121)	147.831	(56.161)	91.670	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	(7.626)	16.333	16.333
Enel Generación Piura S.A.	Individual	41.703	149.223	190.926	23.527	60.834	106.565	190.926	74.242	(32.569)	50.673	41.269	31.196	(5.315)	25.881	(8.109)	17.772	(8.218)	9.554	9.554
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	208.451	1.237.600	1.446.051	315.498	435.640	694.913	1.446.051	895.367	(604.987)	290.380	218.993	154.164	(21.604)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013	21.013
Grupo Enel Perú	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	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)	(6.778)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	44.186	108.554	152.740	6.100	-	146.640	152.740	2.955	-	2.955	426	268	1.045	1.313	(67)	1.246	-	1.246	1.246
PH Chucas S.A.	Individual	6.621	167.709	174.330	83.123	55.985	35.222	174.330	14.513	-	14.513	10.507	6.455	(2.974)	3.481	(56)	3.425	-	3.425	3.425
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	9.331	2.225	11.556	12.253	254	(951)	11.556	48.821	(41.766)	7.055	1.088	833	(149)	732	(207)	525	-	525	525
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	47.367	36.068	83.435	1.380	3.056	78.999	83.435	12.300	(1.345)	10.955	8.034	7.072	(191)	6.888	(906)	5.982	-	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)	(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	18.200
Tecnoguat S.A.	Individual	1.071	16.480	17.551	429	-	17.102	17.551	3.388	(361)	3.027	1.776	1.250	21	1.284	(223)	1.061	-	1.061	1.061
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.005	37.527	640	-	36.887	37.527	2.196	(51)	2.145	1.693	1.112	(7)	1.104	(158)	946	-	946	946
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	181.759	216.064	397.823	138.733	33.765	225.326	397.823	4.921	(484)	4.437	1.756	1.409	529	33.162	(3.259)	29.903	-	29.903	29.903
Enel Fortuna S.A.	Individual	176.198	367.868	544.066	17.879	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	66.657
Enel Solar S.R.L.	Individual	2.732	68.919	71.651	53.048	3.230	15.373	71.651	7.461	(734)	6.727	5.389	2.487	(1.383)	1.104	(309)	795	-	795	795
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	123.483	380.781	504.264	71.765	176.945	255.554	504.264	33.000	(2.906)	30.093	21.361	12.338	(5.151)	7.187	(7.755)	(568)	(810)	(1.377)	(1.377)

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

		al 31.12.2020																	
	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	Generancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	40.432	65.563	105.995	1.293	-	104.702	105.995	-	(600)	(600)	(2.459)	(2.459)	11.264	12.146	874	13.020	(37.029)	(24.009)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	96.321	253.484	349.805	96.132	74.375	179.298	349.805	112.931	(4.963)	107.968	60.965	18.811	(9.445)	9.497	7.928	17.425	(47.631)	(30.206)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	91.441	268.572	360.013	30.857	43.537	285.619	360.013	48.505	(4.543)	43.962	35.964	21.800	37.910	62.211	(9.332)	52.879	(66.592)	(13.713)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	274.169	1.442.360	1.716.529	591.523	415.191	709.815	1.716.529	801.229	(530.338)	270.891	49.912	(68.276)	22.605	(45.636)	(22.866)	(68.502)	(230.171)	(298.673)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.882	1.263	14.145	10.573	-	3.572	14.145	3.086	(189)	2.897	706	414	(130)	284	(103)	181	(1.006)	(825)
Dock Sud S.A.	Individual	97.880	172.641	270.521	10.749	28.575	231.197	270.521	66.334	(10.025)	56.309	42.590	14.445	3.472	17.968	(13.426)	4.542	(68.182)	(63.640)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	312.760	841.974	1.154.734	124.270	115.750	914.714	1.154.734	161.093	(11.572)	149.521	92.860	36.542	61.778	71.522	1.130	72.652	(258.557)	(185.905)
Enel Brasil S.A.	Individual	567.492	4.484.221	5.051.713	344.060	225.338	4.482.315	5.051.713	502	(139)	363	(41.809)	(42.724)	(127.544)	168.090	36.441	204.531	(1.088.424)	(883.893)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	76.390	133.672	210.062	52.283	19.535	138.244	210.062	187.227	(118.673)	68.554	61.986	51.176	(521)	50.655	(19.628)	31.027	(31.881)	(854)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	584.030	130.285	714.315	563.242	20.520	130.553	714.315	812.275	(666.295)	145.980	134.715	129.601	(6.103)	123.498	(41.504)	81.994	(15.502)	66.492
EGP Volta Grande	Individual	31.525	274.019	305.544	31.433	138.557	136.554	305.544	62.398	(10.548)	51.850	48.505	48.484	(11.785)	36.700	(12.486)	24.214	(32.034)	(7.820)
Enel Cien S.A.	Individual	31.496	141.069	172.565	17.527	407	154.631	172.565	52.705	(83.694)	(30.989)	(37.406)	(45.046)	23.435	(21.612)	7.275	(4.337)	(48.724)	(63.061)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	10.089	12.643	10.443	-	2.200	12.643	45.439	-	45.439	44.911	44.472	(17.275)	27.197	(996)	26.201	14.795	49.996
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.144	11.705	13.849	8.490	492	4.877	13.849	37.973	-	37.973	37.284	35.806	(13.356)	22.450	801	23.251	15.236	38.487
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	575.851	1.322.709	1.898.560	589.631	651.869	657.260	1.898.560	1.166.240	(835.325)	330.915	191.873	98.900	(29.125)	70.014	(18.464)	51.550	(178.829)	(127.279)
Enel Distribución Rio SA	Individual	705.578	1.588.563	2.294.141	574.409	1.011.309	708.423	2.294.141	1.253.027	(869.354)	383.673	231.938	94.515	(78.528)	16.145	(5.706)	10.439	(229.670)	(219.231)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	566.168	2.032.002	2.598.170	925.334	517.983	1.154.853	2.598.170	1.394.049	(1.026.859)	367.190	169.277	85.106	(42.774)	42.806	(16.729)	26.077	(306.258)	(280.181)
Enel X Brasil S.A.	Individual	19.617	22.477	42.094	20.560	583	20.951	42.094	13.357	(4.454)	8.903	(3.705)	(6.711)	(2.009)	(8.720)	973	(7.747)	(4.323)	(12.070)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.515.162	5.198.704	6.713.866	1.614.149	3.852.132	1.247.585	6.713.866	3.020.740	(2.206.107)	814.633	592.998	374.091	(116.943)	257.148	(77.974)	179.174	(677.886)	(498.712)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.143.213	11.396.553	15.539.766	4.211.671	6.169.465	5.158.630	15.539.766	7.680.106	(5.450.909)	2.229.197	1.436.985	873.753	(420.461)	454.162	(148.157)	306.005	(1.678.028)	(1.372.023)
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	353.946	2.420.483	2.774.429	570.718	697.179	1.506.532	2.774.429	1.159.134	(412.530)	746.604	673.446	606.868	(70.522)	536.449	(188.883)	347.566	(19.348)	328.218
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	499.983	1.973.507	2.473.490	640.774	840.051	992.665	2.473.490	1.546.963	(886.155)	660.808	506.794	375.127	(49.171)	325.977	(97.881)	228.096	(14.970)	213.126
Enel Perú, S.A.C.	Individual	34.757	1.288.805	1.323.562	180.490	10.990	1.132.082	1.323.562	-	-	-	(215)	(215)	(6.072)	156.138	-	156.138	(96.339)	59.799
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	315.244	880.207	1.195.451	191.039	208.495	795.917	1.195.451	408.604	(140.350)	268.254	210.702	162.140	10.361	186.817	(42.052)	144.765	(66.777)	77.988
Chinango S.A.C.	Individual	8.892	131.158	140.050	7.061	26.392	106.597	140.050	41.000	(4.496)	36.504	31.273	27.319	(87)	27.232	(8.152)	19.080	(8.334)	10.746
Enel Generación Piura S.A.	Individual	60.425	164.399	224.824	58.135	24.746	141.943	224.824	63.874	(23.435)	40.439	30.016	18.512	(4.873)	17.249	(5.852)	11.397	(12.361)	(964)
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	191.178	1.263.496	1.454.674	249.068	471.377	734.229	1.454.674	886.663	(598.157)	288.506	213.898	141.464	(25.042)	116.427	(38.488)	77.939	(62.468)	15.471
Grupo Enel Perú	Consolidado	546.260	2.382.886	2.929.146	627.532	734.466	1.567.148	2.929.146	1.243.994	(621.907)	622.087	475.905	339.421	(26.007)	317.029	(91.896)	225.133	(246.279)	(21.146)

41. Hechos posteriores

Enel Américas S.A

- El 1 de febrero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío por parte de la Compañía del Form 15F a la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y que fuere informado en hecho esencial de fecha 2 de noviembre de 2022 y, habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se ha hecho efectivo el desregistro de la Compañía ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Como consecuencia de lo anterior, Enel Américas S.A. deja de estar regida por la Sarbanes Oxley Act y legislación complementaria estadounidense a partir del 1 de febrero de 2022.

- Con fecha 17 de febrero de 2023, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó el acuerdo de venta a la empresa energética Central Puerto S.A. de la participación del 75,7% del Grupo en la empresa de generación térmica Enel Generación Costanera. Al mismo tiempo, se firmó el acuerdo sobre la venta a Central Puerto de la participación del 41,2% del Grupo en la empresa de generación térmica Central Dock Sud, sujeta a ciertas condiciones precedentes, que se espera cerrar en el primer trimestre de 2023.

La contraprestación total por la venta de la participación del Grupo en las dos empresas asciende a US\$ 102 millones, cifra muy cercana al valor de los activos netos de dichas sociedades que forman parte de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2022 (US\$ 105 millones).

Producto de estas operaciones, el Grupo estima que durante el primer trimestre de 2023 reconocerá una pérdida de aproximadamente US\$ 274 millones. Esta pérdida se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión que por estas empresas han venido generándose en el proceso de consolidación de Enel Américas, registrándose en otros resultados integrales y que, al momento de la pérdida de control, deben ser registradas en resultados.

Enel Brasil S.A.

- El contrato de compraventa de Enel Distribución Goiás prevé el pago de la totalidad de los préstamos adeudados por dicha sociedad a nuestra subsidiaria Enel Brasil, estableciendo que la primera de las tres cuotas acordadas debía ser pagada dentro de los 90 días siguientes a la fecha de cierre. En este contexto, con fecha 26 de enero de 2023, Enel Brasil recibió el pago de la primera cuota, por un importe de 5 mil millones de Reales (MUS\$ 947.017). Para las dos cuotas restantes no se estableció una fecha específica de pago, sino que ambas deben ser canceladas hasta el 30 de diciembre de 2023. Ver notas 10 (iii), 6.4 y 33.

Entre el 1 de enero de 2023 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros 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 31.12.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	72,01%	72,01%	-	72,01%	72,01%
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 liquidación	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Letamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlántico Fotovoltaica 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 Perú S.A. (USD)	Perú	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa De Generación Eléctrica Marcona S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energetica Monzón S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	SL Energy S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH 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 31.12.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	-	-	-	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. (6)	Brasil	Real brasileño	-	-	-	-	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 Geradora 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 São 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%

(6) Ver nota 2.4.1.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2022			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%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos De São Mário Energias Renováveis 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 de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	al 31.12.2022								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	563	141.933	69	156.180	71.521	7.130	744.297	-	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	135	3.805	-	33.086	112	52.539	125.624	-	215.301
Otros activos no financieros corrientes	4.686	84.040	-	12.141	51.358	14.569	560.549	44	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.340	103.384	-	336.435	201.476	322.331	3.469.866	-	4.434.832
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	611	8.681	4.225	907	379	39	1.109	-	15.951
Inventarios corrientes	-	8.790	-	89.346	51.932	28.936	368.443	-	547.447
Activos por impuestos corrientes	9.502	2.195	-	1.229	1.464	2.164	105.524	-	122.078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	159.449	-	354.618	65.074	-	579.141
Total Activo Corriente	16.837	352.828	4.294	788.773	378.242	782.326	5.440.486	44	7.763.830
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	151.864	-	14.065	-	21.450	3.982.430	-	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.455	20.426	-	31.979	40.017	310	2.219.406	-	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	100	115.972	-	11.985	-	8.021	343.549	-	479.627
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	3.677	-	-	15	-	-	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	3.008	63	2.316	51	-	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	210.799	-	163.488	86.974	100.053	3.061.806	-	3.623.120
Plusvalía	-	31.022	-	55.455	250.900	6.744	1.168.724	-	1.512.845
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.365.556	-	3.634.827	2.176.957	2.130.691	4.374.159	-	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.341	-	7.341
Activos por derecho de uso	-	13.183	-	46.661	166.814	34	119.247	-	345.939
Activos por impuestos diferidos	-	50.788	-	19	42.848	195	770.373	-	864.223
Total Activos No Corriente	3.555	1.959.610	3.677	3.961.487	2.764.573	2.269.829	16.047.086	-	27.009.817
Total Activos	20.392	2.312.438	7.971	4.750.260	3.142.815	3.052.155	21.487.572	44	34.773.647

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	al 31.12.2021								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
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	-	12.997.828
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	1.989.678	-	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	al 31.12.2022									
	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	951	-	511.042	10.959	308.575	83.229	-	399.123	-	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.774	-	5.747	4.483	13	20.888	-	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7	10.729	176.898	6.229	385.172	272.721	834.579	2.619.313	31	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.659	33.856	982.764	8.654	2.553	4.294	313.095	-	1.351.875
Otras provisiones corrientes	-	16	-	-	49.589	10.301	39.503	81.001	-	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	4.466	-	153.445	31.398	34.667	71.087	-	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.634	7.199	-	23.155	38.643	23.880	154.810	13.085	264.406
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	21.144	-	159.611	-	-	180.755
Total Pasivo Corriente	958	21.038	737.235	999.952	955.481	443.328	1.096.547	3.659.317	13.116	7.926.972
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.021.436	60.603	1.169.125	373.924	-	1.646.037	-	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	31.293	-	41.159	1.889	4	102.341	-	176.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	63.778	-	5.349	1.047	11.251	1.883.225	-	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	207.519	416.378	-	-	-	236.754	-	860.651
Otras provisiones no corrientes	-	-	8.904	-	61.078	29.152	10.920	529.479	-	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	41.817	-	57.811	280.195	587.943	62.286	-	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.810	378	-	82.030	4.306	16.572	1.283.325	-	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	21.417	-	-	18.901	16.507	11.614	-	68.439
Total Pasivo No Corriente	-	1.810	2.396.542	476.981	1.416.552	709.414	643.197	5.755.061	-	11.399.557
Total Pasivo	958	22.848	3.133.777	1.476.933	2.372.033	1.152.742	1.739.744	9.414.378	13.116	19.326.529

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2021									
	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 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\$

	al 31.12.2022					
	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	2.262.354	371.301	123.705	1.099.536	3.856.896	297.157
Provisión de deterioro	(65.157)	(29.557)	(40.079)	(757.332)	(892.125)	(4.923)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.526	-	-	-	1.526	25.369
Provisión de deterioro	(27)	-	-	-	(27)	(512)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.468.617	-	-	-	1.468.617	185.594
Provisión de deterioro	(55)	-	-	-	(55)	(23.058)
Total	3.667.258	341.744	83.626	342.204	4.434.832	479.627

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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\$

	al 31.12.2022					
	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	15.937.883	2.302.488	6.747.062	257.023	22.684.945	2.559.511
Entre 1 y 30 días	7.696.349	206.383	417.890	23.558	8.114.239	229.941
Entre 31 y 60 días	2.694.961	71.729	323.129	13.864	3.018.090	85.593
Entre 61 y 90 días	1.808.445	45.513	243.460	10.254	2.051.905	55.767
Entre 91 y 120 días	1.465.724	34.586	247.875	11.425	1.713.599	46.011
Entre 121 y 150 días	1.438.623	30.758	216.885	8.574	1.655.508	39.332
Entre 151 y 180 días	1.574.690	28.290	210.395	10.072	1.785.085	38.362
Entre 181 y 210 días	1.356.456	28.656	601.857	38.957	1.958.313	67.613
Entre 211 y 250 días	1.657.163	31.897	164.731	8.181	1.821.894	40.078
Superior a 251 días	14.322.967	879.899	669.305	111.946	14.992.272	991.845
Total	49.953.261	3.660.199	9.842.589	493.854	59.795.850	4.154.053

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2022		2021		2020	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.560.486	133.723	660.033	112.258	1.218.370	252.488
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.409	56.070	13.985	51.461	13.661	54.986
Total	1.571.895	189.793	674.018	163.719	1.232.031	307.474

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

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Provisión cartera no repactada	157.228	295.574
Provisión cartera repactada	39.379	21.950
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	(1.054)	(1.520)
Total	195.553	316.004

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2022		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
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	831.208	2.794.465	1.025.520	3.830.580
Monto de las operaciones	31.631	195.553	199.315	316.004

Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2022											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	369.672	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.970	1.641	13.678	403.240	7.683
Grandes Clientes	165.879	5.996	494	65	10	14	-	91	-	-	3.338	175.887	-
Clientes Institucionales	16.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.614	-
Otros	187.179	3.181	390	187	388	691	793	1.979	3.970	1.641	10.340	210.739	7.683
Provisión Deterioro	(3.279)	(523)	(53)	(14)	(19)	(14)	(25)	(136)	(880)	(1.563)	(7.770)	(14.276)	-
Servicios no facturados	268.722	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	268.724	7.676
Servicios facturados	100.949	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.969	1.641	13.677	134.515	7
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.892.682	220.764	84.709	55.515	45.613	38.627	37.569	65.543	36.108	140.201	836.325	3.453.656	289.474
Clientes Masivos	1.232.527	166.274	63.948	40.183	32.158	28.217	27.363	53.137	26.079	101.819	622.123	2.393.828	96.092
Grandes Clientes	425.299	44.337	13.241	8.817	8.170	6.064	5.970	5.395	6.063	24.294	133.434	681.084	183.892
Clientes Institucionales	234.856	10.153	7.520	6.515	5.285	4.346	4.236	7.011	3.966	14.088	80.768	378.744	9.490
Provisión Deterioro	(61.878)	(6.355)	(11.039)	(11.573)	(11.845)	(15.116)	(13.060)	(49.186)	(25.623)	(66.359)	(605.815)	(877.849)	(4.923)
Servicios no facturados	595.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	595.708	-
Servicios facturados	1.296.974	220.764	84.709	55.515	45.613	38.627	37.569	65.543	36.108	140.201	836.325	2.857.948	289.474
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.262.354	229.941	85.593	55.767	46.011	39.332	38.362	67.613	40.078	141.842	850.003	3.856.896	297.157
Total Provisión Deterioro	(65.157)	(6.878)	(11.092)	(11.587)	(11.864)	(15.130)	(13.085)	(49.322)	(26.503)	(67.922)	(613.585)	(892.125)	(4.923)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.197.197	223.063	74.501	44.180	34.147	24.202	25.277	18.291	13.575	73.920	236.418	2.964.771	292.234

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 - MUSS

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
Cientes 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
Cientes Masivos	1.580.451	296.626	97.130	46.331	41.075	35.657	29.167	60.987	30.209	83.825	496.112	2.797.670	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
Cientes 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 - MUSS

al 31.12.2022													
Tipos de Cartera	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	369.672	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.970	15.319	403.240	7.683	
Grandes Clientes	165.879	5.996	494	65	10	14	-	91	-	3.338	175.887	-	
Cientes Institucionales	16.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.614	-	
Otros	187.179	3.181	390	187	388	691	793	1.979	3.970	11.981	210.739	7.683	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	1.730.675	197.206	70.845	45.261	34.188	30.053	27.497	26.586	27.927	864.580	3.054.818	194.458	
Cientes Masivos	1.102.624	146.471	51.939	31.724	22.330	20.454	18.156	17.058	18.998	626.922	2.056.676	18.560	
Grandes Clientes	400.850	41.720	12.033	7.230	6.817	5.364	5.258	4.769	5.157	143.522	632.720	175.898	
Cientes Institucionales	227.201	9.015	6.873	6.307	5.041	4.235	4.083	4.759	3.772	94.136	365.422	-	
Cartera repactada	162.007	23.558	13.864	10.254	11.425	8.574	10.072	38.957	8.181	111.946	398.838	95.016	
Cientes Masivos	129.902	19.804	12.008	8.458	9.830	7.762	9.206	36.077	7.082	97.024	337.153	77.192	
Grandes Clientes	24.449	2.617	1.209	1.588	1.351	701	713	627	905	14.204	48.364	8.334	
Cientes Institucionales	7.656	1.137	647	208	244	111	153	2.253	194	718	13.321	9.490	
Total cartera bruta	2.262.354	229.941	85.593	55.767	46.011	39.332	38.362	67.613	40.078	991.845	3.856.896	297.157	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

al 31.12.2021												
Tiempo de Cartera	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	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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 de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamérica				Total								
	al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022		al 31.12.2021		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							
BALANCE																													
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	140.074	9.536	142.612	3.069	76.483	12.488			61.208	10.318	102.807	-		88.248			639.992	5.560	585.845	4.554	18.456	-	16.876	-	977.812	27.584	894.789	17.941	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	358	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358	-	
Total Activo Estimado	140.074	9.536	142.970	3.069	76.483	12.488			61.208	10.318	102.807	-		88.248			639.992	5.560	585.845	4.554	18.456	-	16.876	-	977.812	27.584	895.147	17.941	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	91.158	13.498	102.729	12.218	37.431	9.994			37.500	9.333	59.414	-		44.869			412.966	51.538	701.646	54.772	-	-	-	-	-	600.969	75.030	886.744	76.323
Total Pasivo Estimado	91.158	13.498	102.729	12.218	37.431	9.994			37.500	9.333	59.414	-		44.869			412.966	51.538	701.646	54.772	-	-	-	-	-	600.969	75.030	886.744	76.323

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamérica				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				
RESULTADO																												
Ventas de Energía	164.936	10.885	173.022	3.336	113.958	12.421			63.003	10.620	99.001	-		87.622			654.406	5.599	604.872	4.708	18.456	-	16.876	-	1.050.767	28.005	945.305	18.884
Compras de Energía	104.054	15.400	49.010	13.282	37.233	9.940			38.600	9.607	59.381	-		44.865			415.107	65.574	723.648	56.572	-	-	-	-	615.775	90.014	856.123	79.461

Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	121.175	619.492	655.512	1.396.179	63.067	817.048	1.062.435	1.942.550
Entre 31 y 60 días	40.223	578.561	74.725	693.509	65.958	581.141	48.616	695.715
Entre 61 y 90 días	24.534	14.797	4.702	44.033	19.513	82.550	4.599	106.662
Entre 91 y 120 días	41.988	22.555	8.050	72.593	3.198	20.119	2.535	25.852
Entre 121 y 365 días	27.992	24.049	29.122	81.163	32	65.861	18.718	84.611
Más de 365 días	4.830	23.391	4.688	32.909	-	20.915	77.355	98.270
Total	260.742	1.282.845	776.799	2.320.386	151.768	1.587.634	1.214.258	2.953.660

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	2.715	43.370	2.800	48.885	2.092	42.170	26.389	70.651
Entre 31 y 60 días	-	-	24.196	24.196	-	-	20.731	20.731
Entre 61 y 90 días	-	-	20.047	20.047	-	-	25.277	25.277
Entre 91 y 120 días	-	-	25.371	25.371	-	-	25.690	25.690
Entre 121 y 365 días	-	-	47.219	47.219	-	-	46.273	46.273
Más de 365 días	-	-	460.704	460.704	-	-	387.492	387.492
Total	2.715	43.370	580.337	626.422	2.092	42.170	531.852	576.114

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	10.779	170.518	1.317.258	1.498.555	7.868	129.069	1.730.335	1.867.272
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	14.897	-	14.897	-	9.619	-	9.619
Compra de Activos	71.075	13.059	4.344	88.478	49.718	97.856	-	147.574
Cuentas por pagar bienes y servicios	181.603	1.127.741	35.534	1.344.878	96.274	1.393.260	15.775	1.505.309
Total	263.457	1.326.215	1.357.136	2.946.808	153.860	1.629.804	1.746.110	3.529.774