

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado

al 31 de marzo de 2022

**ENEL AMÉRICAS S.A.
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.03.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.763.297	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	7	287.359	312.030
Otros activos no financieros corrientes	8	949.817	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	4.768.649	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	35.716	73.759
Inventarios corrientes	11	643.787	538.276
Activos por impuestos corrientes	12	137.339	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		8.585.964	7.061.959
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		564	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		564	520
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	8.586.528	7.062.479
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	4.199.597	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	8	3.694.296	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	661.441	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	24	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	2.301	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	5.557.942	4.756.270
Plusvalía	15	1.680.224	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	16	14.330.777	12.997.528
Propiedad de inversión		7.352	6.272
Activos por derecho de uso	17	386.331	327.953
Activos por impuestos diferidos	18	1.160.054	992.368
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	31.680.339	27.896.459
TOTAL ACTIVOS		40.266.867	34.958.938

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.03.2022	al 31.12.2021
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	2.018.457	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	59.180	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	5.368.738	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	1.610.665	955.707
Otras provisiones corrientes	24	191.926	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	12	198.132	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	8	373.793	286.272
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	9.820.891	7.795.534
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	5.335.872	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	206.378	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	3.170.890	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	1.067.760	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	24	963.721	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	18	889.898	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.629.169	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	137.193	134.572
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	13.400.881	12.133.311
TOTAL PASIVOS		23.221.772	19.928.845
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	15.799.499	15.799.499
Ganancias acumuladas		6.136.217	5.768.691
Acciones propias en cartera		(272)	(272)
Otras reservas	26.5	(7.472.329)	(8.735.261)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	14.463.115	12.832.657
Participaciones no controladoras	26.6	2.581.980	2.197.436
PATRIMONIO TOTAL		17.045.095	15.030.093
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		40.266.867	34.958.938

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2022	2021 (*)
Ingresos de actividades ordinarias	27	3.350.994	3.014.337
Otros ingresos, por naturaleza	27	442.996	260.535
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	3.793.990	3.274.872
Materias primas y consumibles utilizados	28	(2.190.164)	(2.075.378)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	1.603.826	1.199.494
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		57.546	36.712
Gastos por beneficios a los empleados	29	(188.875)	(179.435)
Gasto por depreciación y amortización	30	(267.522)	(221.201)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(22)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(96.008)	(49.849)
Otros gastos por naturaleza	31	(306.680)	(267.626)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	802.265	518.095
Otras ganancias (pérdidas)		487	52
Ingresos financieros	32	96.631	52.695
Costos financieros	32	(346.974)	(198.872)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(44)	101
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	32	85.845	(3.581)
Resultado por unidades de reajuste	32	57.094	21.266
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	695.304	389.756
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(222.577)	(101.360)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		472.727	288.396
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	472.727	288.396
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		365.869	183.280
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	106.858	105.116
GANANCIA (PÉRDIDA)		472.727	288.396
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00341	0,00241
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00341	0,00241
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	76.086.311
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00341	0,00241
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00341	0,00241
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	76.086.311

(*) Ver nota 2.2.c

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación) Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021 (no auditado)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2022	2021 (*)
Ganancia (Pérdida)		472.727	288.396
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	2.889	-
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	2.889	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	1.894.425	(995.129)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		-	(3)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(31.801)	(16.351)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(42.376)	629
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	1.820.248	(1.010.854)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	1.823.137	(1.010.854)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		11.950	5.316
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	11.950	5.316
Total Otro resultado integral		1.835.087	(1.005.538)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		2.307.814	(717.142)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		2.009.115	(644.841)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		298.699	(72.301)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		2.307.814	(717.142)

(*) Ver nota 2.2.c



ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021 (no auditado)

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Saldo inicial al 01.01.2021	9.763.078		(4.308.296)	(9.383)	-	(692)	(4.318.371)	(2.754.546)	(7.072.917)	5.415.698	8.105.859	2.227.804	10.333.663
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183.280	183.280	105.116	288.396
Otro resultado integral	-	-	(818.032)	(10.088)	-	(1)	(828.121)	-	(828.121)	-	(828.121)	(177.417)	(1.005.538)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(644.841)	(72.301)	(717.142)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(286.207)	(286.207)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(272)	-	-	-	-	-	101.841	101.841	-	101.569	51.480	153.049
Total de cambios en patrimonio	-	(272)	(818.032)	(10.088)	-	(1)	(828.121)	101.841	(726.280)	183.280	(543.272)	(307.028)	(850.300)
Saldo final al 31.03.2021	9.763.078	(272)	(5.126.328)	(19.471)	-	(693)	(5.146.492)	(2.652.705)	(7.799.197)	5.598.978	7.562.587	1.920.776	9.483.363
Saldo inicial al 01.01.2022	15.799.499	(272)	(5.190.194)	426	-	(697)	(5.190.465)	(3.544.796)	(8.735.261)	5.768.691	12.832.657	2.197.436	15.030.093
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365.869	365.869	106.858	472.727
Otro resultado integral	-	-	1.698.379	(56.790)	1.657	-	1.643.246	-	1.643.246	-	1.643.246	191.841	1.835.087
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.009.115	298.699	2.307.814
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(487.763)	(487.763)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(1.657)	-	(1.657)	(378.657)	(380.314)	1.657	(378.657)	573.608	194.951
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.698.379	(56.790)	-	-	1.641.589	(378.657)	1.262.932	367.526	1.630.458	384.544	2.015.002
Saldo final al 31.03.2022	15.799.499	(272)	(3.491.815)	(56.364)	-	(697)	(3.548.876)	(3.923.453)	(7.472.329)	6.136.217	14.463.115	2.581.980	17.045.095

(1) Ver Nota 26.1

(2) Ver Nota 26.2

(3) Ver Nota 26.5

(4) Ver Nota 26.6

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
		2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		4.913.404	3.838.593
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		6.829	7.034
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.669	2.030
Otros cobros por actividades de operación		185.856	164.316
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.151.742)	(2.513.199)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(226.221)	(174.862)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.801)	(10.808)
Otros pagos por actividades de operación	6.c	(1.312.968)	(1.098.298)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias pagados		(163.766)	(168.167)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(42.236)	231.441
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		201.024	278.080
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		196.650	27.820
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(227.446)	(21.112)
Compras de propiedades, planta y equipo		(395.963)	(252.476)
Compras de activos intangibles		(311.477)	(152.009)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(1.968)	(4.467)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		9.050	372
Cobros a entidades relacionadas		30.000	-
Intereses recibidos		12.962	6.469
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.564)	(6.782)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(693.756)	(402.185)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	(272)
Total importes procedentes de préstamos	6.d	781.509	507.601
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		109.189	189.832
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		672.320	317.769
Préstamos de entidades relacionadas	6.d	635.248	313.758
Reembolsos de préstamos	6.d	(462.035)	(797.805)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.d	(15.919)	(12.515)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.d	(12.138)	-
Dividendos pagados		(92.561)	(123.599)
Intereses pagados	6.d	(126.391)	(111.418)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.d	(25.352)	132.901
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		682.361	(91.349)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		189.629	(215.454)
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		177.415	(121.755)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		367.044	(337.209)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	1.396.253	1.506.993
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	1.763.297	1.169.784

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

1.	INFORMACIÓN GENERAL	14
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.....	15
2.1	Principios contables	15
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables.....	15
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	20
2.4	Sociedades subsidiarias	21
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación	22
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	23
2.5	Entidades asociadas	23
2.6	Acuerdos conjuntos.....	24
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	24
2.8	Moneda Funcional.....	26
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera	26
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	28
a)	Propiedades, planta y equipo	28
b)	Propiedad de inversión	30
c)	Plusvalía	31
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	31
d.1)	Concesiones	31
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo	33
d.3)	Otros activos intangibles	33
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	33
f)	Arrendamientos.....	36
f.1)	Arrendatario.....	36
f.2)	Arrendador.....	37
g)	Instrumentos financieros	37
g.1)	Activos financieros no derivados.....	37
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	39
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	39
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	40
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	41
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	42
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	43
g.8)	Contratos de garantías financieras	43
h)	Medición del valor razonable	43
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	44
j)	Inventarios	45

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	45
l)	Acciones propias en cartera	46
m)	Provisiones.....	47
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	47
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	48
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	48
p)	Impuesto a las ganancias	48
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	49
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	51
s)	Dividendos	51
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	52
u)	Estado de flujos de efectivo	52
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	53
i.	Marco regulatorio:	53
ii.	Límites a la integración y concentración	66
iii.	Mercado de clientes no regulados	67
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	68
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	71
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	73
8.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	74
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	76
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	79
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	79
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	79
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	80
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	81
d)	Transacciones significativas Enel Américas:	81
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	84
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia	86
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	86
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	87
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	87
11.	INVENTARIOS.....	88
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	88
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	89
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	89
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	91
15.	PLUSVALÍA.....	94
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	97
17.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	100
18.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	102
a)	Impuesto a las ganancias	102

b)	Impuestos diferidos	103
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	108
a)	Préstamos que devengan intereses.	108
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas	113
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas	116
d)	Deuda de cobertura.	118
e)	Otros aspectos.	118
f)	Flujos futuros de deuda no descontados	119
20.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	121
20.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	122
20.2	Flujos futuros de deuda no descontados	124
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	125
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	129
22.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.	129
22.2	Instrumentos derivados.....	130
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	133
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES	134
24.	PROVISIONES	135
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	136
25.1	Aspectos generales:.....	136
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	137
25.3	Otras revelaciones:	141
26.	PATRIMONIO	143
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	143
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	144
26.3	Gestión del capital.....	145
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	145
26.5	Otras Reservas	145
26.6	Participaciones no controladoras.	147
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	148
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	149
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	149
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9	150
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	151
32.	RESULTADO FINANCIERO	152
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	154
33.1	Criterios de segmentación	154
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	156
33.3	Países	159
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	162
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 168	
34.1	Garantías directas.....	168

34.2	Garantías Indirectas.....	169
34.3	Litigios y arbitrajes	171
34.4	Restricciones financieras.....	185
34.5	Contingencia por COVID-19	191
34.6	Contingencia por conflicto entre Rusia y Ucrania	192
34.7	Otras informaciones	192
35.	DOTACIÓN	195
36.	SANCIONES	196
37.	MEDIO AMBIENTE	202
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	204
39.	HECHOS POSTERIORES.....	206
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS.....	207
	ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	212
	ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	215
	ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	218
	ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	222
	ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	223

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2022 (En miles de dólares – MUS\$)

1. INFORMACIÓN GENERAL

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

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 16.457 trabajadores al 31 de marzo de 2022. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2022 fue de 16.328 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

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

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

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 31 de marzo de 2022, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 2 de mayo de 2022, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

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

Estos estados financieros consolidados intermedios presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2019 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 intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

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

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

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

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

La enmienda es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de abril de 2021, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación. Se permite su aplicación anticipada, incluso en los estados financieros no autorizados para su publicación al 31 de marzo de 2021. Enel Américas ha decidido 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 primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

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

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

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

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán 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 reconocerá 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. Se permite su aplicación anticipada. 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 reconocerá 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. Se permite su aplicación anticipada. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

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

ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El 7 de mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones específicas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar los impuestos diferidos sobre transacciones tales como arrendamientos y 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, transacciones para las cuales las empresas reconocen tanto un activo como un pasivo. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica y que las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

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

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

c) Reclasificación en los estados de resultados consolidados integrales 2021

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

Como consecuencia de la reclasificación explicada, el Grupo retrospectivamente reclasificó en los estados de resultados integrales consolidados MUS\$ 47.966 desde ingresos financieros a ingresos operacionales, por el período finalizado al 31 de marzo de 2021. Esta reclasificación, que no es significativa, no modificó el total de activos, patrimonio, resultado neto y flujos de efectivo reportados previamente por el Grupo.

Para más información sobre las políticas de reconocimiento de este tipo de activos financieros, así como sus valores asociados, ver Nota 3.d.1, Nota 7(2) y Nota 27.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- 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 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de marzo de 2022, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

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

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

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

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

2022

- 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.
- Con fecha 1 de marzo de 2022, se perfeccionó 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.
- Con fecha 29 de marzo de 2022, se constituyó en Brasil la sociedad Luz de Macapá Energía S.A, participada en 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A. cuyo objetivo es el desarrollo de obras de alumbrado público.
- Durante el primer trimestre de 2022 nuestra subsidiaria Enel Brasil, adquirió el 100% de participación en las Compañías Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda. y Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda., cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.

2021

- 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.
- 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).
- 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).

- Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaría Enel Brasil, adquirió el 100% de participación en las compañías Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A., Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A., Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda., Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A. y Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A., cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaría Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP adquirió el 100% de participación en las compañías Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S y Atlántico Photovoltaic S.A.S. ESP, cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.

2.4.2. Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo poseía menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, 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.

La condición anterior se mantuvo hasta el 1 de marzo de 2022, fecha en la cual se produjo la fusión en Colombia que involucró a Codensa y Emgesa, además de las compañías Enel Green Power Colombia y ESSA2 (ver Nota 2.4.1). 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 31.03.2022			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%

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 31.03.2022			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 26.2).

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

Hiperinflación Argentina

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

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

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

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

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%
Desde enero a marzo 2021	11,76%
Desde enero a marzo 2022	16,07%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 32.

Tipos de cambio

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

Moneda	al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2021
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	111,01	110,99	102,72	102,69	91,89
Real brasileño	4,74	5,23	5,58	5,39	5,48
Sol peruano	3,70	3,81	4,00	3,88	3,66
Peso colombiano	3.748,15	3.909,52	3.981,16	3.743,86	3.557,41

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.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 24).

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	66 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	1,4 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	65 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	65 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	5 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	10 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	0,3 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	0,3 años

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) vence el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión de la misma ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). No obstante, se están llevando a cabo gestiones para poder lograr una extensión temporal.

(**) Nuestra subsidiaria Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que 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 permite a Enel CIEN

continuar operando la línea Garabi I después del fin de la concesión, ocurrido el 20 de junio de 2020, homologando su plazo de vigencia con la concesión de la línea Garabi II, hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2022 se realizará una nueva licitación para la operación de ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN tiene la posibilidad de participar. En caso de que la concesión no se renueve, Enel CIEN recuperará el valor en libros de los activos subyacentes.

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

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

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

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

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

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

b) Propiedad de inversión

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

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

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

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

c) Plusvalía

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

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

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

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

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

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

d.1) Concesiones

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

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

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

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

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 8).

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	5 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	23 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	26 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	7 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	9 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 7).

(**) 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 7).

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

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

d.3) Otros activos intangibles

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

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f) Arrendamientos

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

f.1) Arrendatario

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f.2) Arrendador

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

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

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

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia.

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

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun 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 22.3.

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 27, y Anexo 3.2).

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

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

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

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

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

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

Al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

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

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la

proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

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

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

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

u) Estado de flujos de efectivo

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

i. Marco regulatorio:

a) Argentina

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Argentina

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

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

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

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía y potencia al mercado, a un precio establecido por el regulador, al igual que sus formas de actualización y reajustabilidad. El último reajuste a las remuneraciones de los generadores de estableció en la resolución N°440 publicada el 21 de mayo de 2021 el cual alcanzó a un 29%. Dicho reajuste se aplicó en forma retroactiva a contar de febrero de 2021 y sobre las tarifas definidas en la resolución SE N°31 de 2020.

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 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 y de 2021 y el 28 de febrero de 2022.

Los ingresos recaudados por CAMMESA por dichas exportaciones serán 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 día 24 de febrero y como resultado de la 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.

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 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 287/2020 el Estado Nacional declaró la Emergencia Sanitaria desde el 12 de marzo y el día 20 de marzo, mediante el DNU 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 1020 reconoce que en el marco de la aplicación de la Ley N° 27.541, se ha producido una rebaja tarifaria (producto de la mantención de tarifas en un entorno inflacionario), que eran necesarias para la situación de económica de emergencia, pero de la misma forma establece que se debe efectuar un mecanismo de ajuste de tarifas para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios, por lo cual establece la obligatoriedad de dar inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final debe arrojar un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años.

En tanto no se arribe a una RTI definitiva, bajo los nuevos esquemas establecidos por el DNU 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 40 procedimentando el "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" para las deudas mantenidas con CAMMESA de las Distribuidoras (por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades) acumuladas al 30 de septiembre de 2020. La misma inicia el proceso de regularización establecido por el Artículo 87 de la Ley N° 27.591. En este mismo sentido con fecha 28 de abril de 2021, la SE emitió la Res. N° 371/2021 que establece los criterios que deberán considerarse en los acuerdos de regularización de obligaciones con el MEM a los que adherirán los Agentes Distribuidores. Lo anterior, en el marco de lo dispuesto por el Artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto Nacional 2021, que establece el reconocimiento de créditos a favor de los Agentes Distribuidores por hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el sesenta y seis por ciento (66%) de la deuda acumulada con CAMMESA al 30 de septiembre de 2020. Asimismo, se podrán acordar e instrumentar mecanismos que promuevan la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Posteriormente, y en este marco, con fecha 14 de mayo de 2021, se instruyó a la SE a prorrogar nuevamente el plazo dispuesto por el Artículo 6° de la Resolución S.E. N°40/2021 hasta el 30 de mayo del 2021 y a aplicar el mismo tratamiento de plazos y tasa reducida a las deudas posteriores al 30 de septiembre del 2020 y hasta el 30 de abril del 2021, posterior a ello la regularización de estas obligaciones se siguió postergando hasta dar plazo hasta diciembre de 2022.

En este contexto, 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 23 de febrero de 2022 se promulgó el Decreto N° 88/2022 el cual proroga hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" para las deudas mantenidas con CAMMESA (Art° 87 Ley 27591, Res. SE 40/21 & Res. SE 371/21). Adicionalmente establece que para las obligaciones pendientes de pago con CAMMESA originadas con posterioridad al 30 de abril de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021 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.

Con fecha 26 de febrero de 2022 se publicó la resolución ENRE 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 incrementó un 8% respecto al vigente.

b) Brasil

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

El principal ente regulador en Brasil es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL"), que incluye entre otras responsabilidades el proceso de auditoría de concesiones y autorización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, promulgación del marco regulatorio, regulación del uso de los recursos eléctricos primarios,

incluido el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, establecimiento de procesos de licitaciones bajo la directiva del Ministerio de Minas y Energía (“MME”).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Las últimas modificaciones tarifarias se resumen a continuación:

Empresa	Fecha de ajuste de tarifa	Aumento medio de ajuste	
		Alta tensión	Baja Tensión
Enel Distribución Rio	Marzo de 2022	+15,38%	+17,39%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2021	+10,21%	+8,54%
Enel Distribución Sao Paulo	Junio de 2021	+3,67%	+11,38%
Enel Distribución Goias	Octubre de 2021	+14,21%	+17,32%

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

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

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

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

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

c) Colombia

En el año de 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

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

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

Además, para promover la expansión del sistema se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Energía Firme 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).

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

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

En 2014 se promulgó la Ley N° 1715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración para fomentar el crecimiento de una matriz energética limpia; también se han realizado subastas con participación de las FRNCE, incluyendo beneficios tributarios hasta por el 50% del total de la inversión realizada. Los agentes comercializadores deberán adquirir obligadamente un porcentaje del 10% de este tipo de fuente de energía.

La Ley 2099 del 10 Julio 2021, tiene como objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y gas combustible.

Aborda temas relacionados con los beneficios tributarios por la inversión en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía y de la gestión eficiente de la energía, promoción del hidrógeno verde y azul, racionalización trámites en la ejecución de proyectos de infraestructura para la prestación del servicio público de energía eléctrica, movilidad eléctrica, medición inteligente e institucionales.

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

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

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

En junio de 2021, mediante la Resolución CREG 068 de 2021 la CREG aprobó la modificación del Plan de inversiones de CODENSA.

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

En junio de 2021, la Comisión publicó la resolución CREG 075 de 2021. La resolución dicta disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte al SIN de acuerdo con lo solicitado por el MME en los lineamientos de política pública para la conexión establecidos en la resolución MME 40311 de 2021.

A finales de agosto de 2021 la CREG presentó a los agentes dos propuestas normativas con las cuales busca realizar algunas modificaciones al esquema de Cargo por Confiabilidad. Por un lado, se encuentra en discusión la Resolución 132 de 2021, mediante la cual el regulador propone definir una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural. Por otro lado, la Comisión publicó la Resolución 133 de 2021, con la cual se está planteando definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes. Estas propuestas aún se encontraban bajo discusión al cierre de 2021.

En noviembre de 2021, la Comisión expidió la Resolución CREG 148 de 2021 la cual estableció 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 noviembre de 2021, la Comisión publicó la Resolución CREG 174 de 2021 por medio de la cual reguló los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW..

En 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 diciembre de 2021, a través de esta resolución 647 de 2021 la Agencia Nacional del Espectro – ANE actualizó el Cuadro Nacional de Atribución de Bandas de Frecuencias en donde se da la categoría de uso libre la banda de frecuencias de 169 MHz para la implementación de comunicaciones de telemetría, telecontrol inalámbricos y la implementación de redes de infraestructura avanzada de medición.

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

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

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

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

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

e) Guatemala

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el Mercado

de Contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

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

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

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

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

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

g) Perú

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

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

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

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

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

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

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

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

El último proceso tarifario corresponde al período 2018-2022.

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

El concepto de Mercado Eléctrico Centroamericano implica 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.

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

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

iii. Mercado de clientes no regulados

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

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

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

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

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

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

5. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

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

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

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

i) Aumento de capital

Mediante junta extraordinaria de accionistas (la “Junta”) celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de la Sociedad aprobaron la Fusión. Asimismo, con el fin de materializar la operación, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US\$ 6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarían íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para este propósito, se entregaría 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones (ver nota 26.1).

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 26.5.c).

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

ii) Derecho a retiro.

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

iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones

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

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

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

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

miles de dolares estadounidenses - MUS\$

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

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Efectivo en caja	6.085	290
Saldos en bancos	896.436	518.572
Depósitos a corto plazo	835.237	841.039
Otros instrumentos de renta fija	25.539	36.352
Total	1.763.297	1.396.253

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Moneda	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Peso chileno	655	1.589
Peso argentino	14.106	8.025
Peso colombiano	306.187	150.799
Real brasileño	941.475	757.658
Sol peruano	164.000	129.607
Dólar estadounidense	336.816	348.413
Euro	58	162
Total	1.763.297	1.396.253

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros pagos de actividades de operación	Primeros tres meses	
	2022	2021
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(781.799)	(659.782)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(5.185)	(112.549)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(338.166)	(203.110)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(187.818)	(122.857)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.312.968)	(1.098.298)

- (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\$ 676.667 y MUS\$ 528.635, por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$ 70.568 y MUS\$ 99.135, por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 22.992 y MUS\$ 18.932, por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa 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 Codensa 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.

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2022	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	al 31.03.2022
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total						
Préstamos Corto plazo	1.565.152	1.235.456	(492.948)	(125.267)	617.241	793	212.074	182.039	-	422.249	2.999.548
Préstamos Largo plazo	6.099.771	181.301	(7.716)	(1.078)	172.507	14.902	624.039	20.124	-	(416.057)	6.425.286
Pasivo por arrendamientos	248.578	-	(15.919)	(46)	(15.965)	-	26.652	211	8.396	(2.313)	265.559
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	-	-	-	-	8.369	74.784	(1.799)	-	1.447	(117.698)
Total	7.623.002	1.416.757	(516.583)	(126.391)	773.783	24.064	937.549	200.575	8.396	5.326	9.572.695

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	al 31.03.2021
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total						
Préstamos Corto plazo	1.975.028	425.528	(797.744)	(66.376)	(438.592)	(4.422)	(60.344)	77.956	-	181.169	1.730.795
Préstamos Largo plazo	4.018.731	390.589	(353)	(44.346)	345.890	4.075	(265.303)	1.938	-	(150.435)	3.954.896
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(12.515)	(696)	(13.211)	-	(8.210)	1.689	8.317	6.401	137.546
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	122.747	-	-	122.747	13.154	(60.286)	(39.057)	-	(1.813)	(79.564)
Total	6.022.010	938.864	(810.612)	(111.418)	16.834	12.807	(394.143)	42.526	8.317	35.322	5.743.673

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	174.931	156.171	24.996	26.193
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	58.001	50.941	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	3.634.457	2.978.228
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	4.434	2.155
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	26.405	72.226	424.757	294.695
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	27.190	32.689	110.953	171.905
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	832	3	-	-
Total	287.359	312.030	4.199.597	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 Goiás S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 31 de marzo de 2022 son MUS\$ 1.165.477 (MUS\$ 949.250 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 858.821 (MUS\$ 702.439 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 103.431 (MUS\$ 78.095 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 1.393.448 (MUS\$ 1.134.209 al 31 de diciembre de 2021) y MUS\$ 113.280 (MUS\$ 114.235 al 31 de diciembre de 2021), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 2.2.c y 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, Fontibon ZE S.A.S., Luz de Angra Energía S.A., EGP Paranapanema, EGP Mourao y Usme ZE S.A.S., ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 22.2.a)
- (5) Ver Nota 22.2.b)

8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Otros activos no financieros				
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	110.380	121.759	156.909	130.510
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	32.257	26.823	153.084	129.126
Servicios en curso prestados por terceros	21.764	15.891	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	114.276	96.449	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	320.016	267.838
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	782.698	585.715
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	505.736	411.066	2.191.153	1.952.001
Gastos pagados por anticipado	47.013	31.310	-	-
Otros	118.391	125.462	90.436	80.231
Total	949.817	828.760	3.694.296	3.145.421

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

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver Nota 34.3.b.11).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a marzo de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 2.415 y MUS\$ 16.786, respectivamente, que corresponden a montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015. Por este mismo motivo durante el ejercicio 2020 se reconoció una pérdida por deterioro de MUS\$ 14.479.

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

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

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

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

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

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Río reconocieron activos por MUS\$ 1.208.035, MUS\$ 205.711, MUS\$ 621.203 y MUS\$ 661.940, respectivamente, al cierre del primer trimestre de 2022 (MUS\$1.064.948, MUS\$ 187.727, MUS\$ 533.824 y MUS\$ 576.568, respectivamente, al 31 de diciembre 2021).

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

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

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver Nota 23 y 34.3.b.17).

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	334.292	251.358	80.298	75.814
Otros	39.501	34.914	56.895	58.758
Total	373.793	286.272	137.193	134.572

9. 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto		5.810.649	4.550.361	728.142	784.354
Cuentas comerciales por cobrar, bruto		5.490.536	4.307.971	438.592	497.193
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto		1.562	913	24.008	13.742
Otras cuentas por cobrar, bruto		318.551	241.477	265.542	273.419

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		4.768.649	3.711.141	661.441	724.851
Cuentas comerciales por cobrar, neto		4.449.546	3.469.608	401.804	464.855
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto		1.521	889	23.370	13.377
Otras cuentas por cobrar, neto (1)		317.582	240.644	236.267	246.619

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Anticipos a proveedores		96.837	85.139	-	6.203
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)		46.520	17.971	-	-
Cuentas por cobrar al personal		9.243	7.769	12.612	11.857
Cuentas proyecto VOSA (ii)		43.606	44.898	215.583	226.047
Mecanismos de subsidios y contribuciones		4.586	5.358	-	-
Otras		116.790	79.509	8.072	2.512
Total		317.582	240.644	236.267	246.619

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

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

Activos sectoriales Brasil

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

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

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

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

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

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Con antigüedad menor de tres meses	593.081	539.492
Con antigüedad entre tres y seis meses	120.065	124.013
Con antigüedad entre seis y doce meses	110.713	103.368
Con antigüedad mayor a doce meses	228.544	132.349
Total	1.052.403	899.222

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2021	755.410
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	316.004
Montos castigados	(113.198)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(59.493)
31 de diciembre de 2021	898.723
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	92.026
Montos castigados	(28.203)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	146.155
31 de marzo de 2022	1.108.701

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 92.026 al 31 de marzo de 2022, lo que representa un incremento de un 109% respecto a la pérdida de MUS\$ 44.011 registrada durante el primer trimestre de 2021. Este incremento por un monto de MUS\$ 46.593 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil y por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ 1.422. Ver Nota 30.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 21.5).

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.

10. 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..

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$						Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	Pais de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	487	416	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	382	302	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	786	725	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	801	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	189	151	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	265	226	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.393	1.330	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	541	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	19	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3	3	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.285	1.285	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	38	30	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	70	22	-	-
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	194	148	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	67	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	195	229	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	4.599	4.607	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz Común	US\$	Otros servicios	361	338	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz Común	COP	Otros servicios	36	24	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	33	-	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	750	531	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	47	44	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	6	6	24	26
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	461	410	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	16	26	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	2.415	2.250	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	524	410	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	743	693	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.546	1.544	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	111	407	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	366	341	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	232	232	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	23	21	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	267	206	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	-	1	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Inversiones financieras	14.833	54.935	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	224	172	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	692	673	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	275	210	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	848	-	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	94	83	-	-
Total						35.716	73.759	24	26

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Primeros tres meses	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2022	2021
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración e informáticos	(2.526)	(1.913)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(25.863)	(3.148)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.335)	(6.209)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(1.163)	(1.960)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.380)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.611)	(2.110)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	-	6.707
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	-	(81.395)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	-	(2.086)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	(2.151)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.912)	(1.241)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(7.456)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(2.539)	(2.907)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(3.855)	(749)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.943)	(1.659)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(813)	(3.069)

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 500.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) **Transacciones significativas Enel Américas:**

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 20 de mayo de 2021.
- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento febrero 2023. Al 31 de marzo de 2022 esta línea comprometida se encuentra girada por BRL 800 millones.
- > El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024.
- > El 31 de diciembre de 2020, Enel Green Power Panamá formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$15 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 0,40%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving

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

- > El 31 de diciembre de 2020, PH Chucás S.A. formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$10 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 1,1%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, al 31 de diciembre de 2021.
- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de marzo de 2022 esta línea se encuentra girada por US\$ 388 millones.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.
- > El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023.
- > El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023.
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023.
- > El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023.
- > El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.
- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023.

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

10.2 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 marzo de 2022, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2021, y está conformado por las siguientes personas:

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

c) Retribución del Directorio.

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

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

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

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

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021:

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 - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	enero - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	enero - marzo 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
Total				132	-	36

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 - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
Total				108	-	36

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

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

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

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

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2022	2021
Remuneración	902	962
Beneficios a corto plazo para los empleados	21	38
Otros beneficios a largo plazo - IAS	-	2
Total	923	1.002

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.

10.4 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. INVENTARIOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Clases de Inventarios	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Suministros para la producción	22.145	21.639
Petróleo	15.320	14.898
Carbón	6.825	6.741
Repuestos	78.793	72.256
Materiales eléctricos	542.849	444.381
Total	643.787	538.276

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 35.276 y MUS\$ 34.975, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	112.639	191.858
Otros	24.700	9.882
Total	137.339	201.740

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Impuesto a la renta	198.132	183.060
Total	198.132	183.060

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2022	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.03.2022
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.076	(44)	-	(80)	-	121	1.073
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	135	-	-	(10)	-	28	153
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.158	-	-	(87)	-	4	1.075
Total						2.369	(44)	-	(177)	-	153	2.301

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	Pais de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2021	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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 31.03.2022										
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.555	1.592	1.454	475	398	(529)	(131)	(241)	(372)

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Bruto	10.720.929	9.116.265
Servidumbre y Derechos de Agua	58.928	42.351
Concesiones	9.702.284	8.216.801
Costos de Desarrollo	23.072	21.807
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	173.379	151.027
Programas Informáticos	667.561	594.329
Otros Activos Intangibles Identificables	95.705	89.950

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(5.162.987)	(4.359.995)
Servidumbre y Derechos de Agua	(18.486)	(16.465)
Concesiones	(4.864.791)	(4.095.665)
Costos de Desarrollo	(9.050)	(9.057)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(29.382)	(24.495)
Programas Informáticos	(189.788)	(164.481)
Otros Activos Intangibles Identificables	(51.490)	(49.832)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Activos Intangibles, Netos	5.557.942	4.756.270
Servidumbre y Derechos de Agua	40.442	25.886
Concesiones Neto (1)	4.837.493	4.121.136
Costos de Desarrollo	14.022	12.750
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	143.997	126.532
Programas Informáticos	477.773	429.848
Otros Activos Intangibles Identificables	44.215	40.118

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Enel Distribución Río S.A. (*)	533.411	457.564
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	462.891	403.268
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.614.296	1.332.237
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	2.078.274	1.785.849
EGP Cachoeira Dourada S.A.	57.305	50.483
Grupo EGP Brasil	7.630	6.719
PH Chucás S.A. (*)	51.238	52.587
Enel Fortuna S.A.	28.439	28.711
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Enel Colombia	773	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.869	1.940
Enel Green Power Volta Grande	1.365	1.776
TOTAL	4.837.493	4.121.136

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2022	12.750	25.886	4.121.136	126.532	429.848	40.118	4.756.270
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	11.375	103.755	-	13.652	-	128.782
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.069	3.195	697.500	20.120	34.627	4.340	760.851
Amortización	(36)	(500)	(106.088)	(2.670)	(11.192)	(692)	(121.178)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	239	486	(486)	15	(703)	449	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	239	486	(486)	15	(703)	449	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.611)	-	-	-	(1.611)
Retiros de servicio	-	-	(1.611)	-	-	-	(1.611)
Hiperinflación Argentina	-	-	426	-	11.397	-	11.823
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	22.861	-	144	-	23.005
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.272	14.556	716.357	17.465	47.925	4.097	801.672
Saldo final al 31.03.2022	14.022	40.442	4.837.493	143.997	477.773	44.215	5.557.942

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 30.b)

Al 31 de marzo de 2022, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 103.755 (MUS\$365.893 al 31 de diciembre de 2021) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás, por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a lo establecido en CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 fueron de MUS\$ 128.782 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 marzo de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 2.540 y MUS\$ 264, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,37% y 6,08% al 31 de marzo de 2022 y 2021, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 26.280 y MUS\$ 18.356, 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021. (Ver Nota 3.e).

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

15. 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2021	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.12.2021	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.03.2022
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	163.695	-	(11.043)	-	-	152.652	-	26.277	-	-	178.929
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	12.662	-	(2.016)	-	-	10.646	-	897	-	-	11.543
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	24.603	-	(4.461)	10.263	(9.963)	20.442	-	(1.529)	2.705	-	21.618
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	63.846	-	(6.022)	-	-	57.824	-	4.352	-	-	62.176
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.023	-	(4.049)	-	-	55.974	-	9.635	-	-	65.609
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	120.172	-	(11.335)	-	-	108.837	-	8.192	-	-	117.029
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	5.601	-	(892)	-	-	4.709	-	397	-	-	5.106
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	19	-	(2)	-	-	17	-	1	-	-	18
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	762	-	(51)	-	-	711	-	122	-	-	833
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	82.399	-	(5.559)	-	-	76.840	-	13.227	-	-	90.067
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	411.729	-	(27.776)	-	-	383.953	-	66.094	-	-	450.047
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	-	422.410	15.282	-	-	437.692	-	75.344	-	-	513.036
Enel Green Power Argentina S.A.	Enel Green Power Argentina S.A. (10)	-	2.252	(237)	-	-	2.015	-	(151)	-	-	1.864
Enel Green Power Colombia SAS E.S.P	Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	-	55.335	(4.623)	-	-	50.712	-	4.273	-	-	54.985
Enel Green Power Peru S.A.	Enel Green Power Peru S.A. (10)	-	76.306	-	-	-	76.306	-	-	-	-	76.306
Enel Solar S.R.L.	Enel Solar S.R.L. (10)	-	2.094	-	-	-	2.094	-	-	-	-	2.094
Enel Green Power Panama S.A.	Enel Green Power Panama S.A. (10)	-	24.964	-	-	-	24.964	-	(39)	-	-	24.925
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	-	2.838	(159)	-	-	2.679	-	202	-	-	2.881
Jaguito Solar 10MW S.A.	Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	-	386	-	-	-	386	-	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A.	Progreso Solar 20MW S.A. (10)	-	772	-	-	-	772	-	-	-	-	772
Total		945.511	587.357	(62.943)	10.263	(9.963)	1.470.225	-	207.294	2.705	-	1.680.224

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 marzo de 2022 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

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

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

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

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

3.- Enel Generación El Chocón S.A.

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

4.- Enel Distribución Perú S.A.A.

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

5.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

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

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

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

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

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

8.- Enel Distribución Ceará S.A.

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

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

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

10.- EGP Centro y Sudamérica

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

11.- Enel Brasil

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

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	23.689.875	21.570.734
Construcción en Curso	3.130.998	2.920.093
Terrenos	166.205	153.913
Edificios	1.439.467	1.203.037
Plantas y Equipos de Generación	10.858.167	9.868.826
Infraestructura de Red	7.458.446	6.846.721
Instalaciones Fijas y Accesorios	636.592	578.144

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(9.359.098)	(8.573.206)
Edificios	(360.067)	(319.228)
Plantas y Equipos de Generación	(4.899.189)	(4.489.844)
Infraestructura de Red	(3.757.573)	(3.455.646)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(342.269)	(308.488)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	14.330.777	12.997.528
Construcción en Curso	3.130.998	2.920.093
Terrenos	166.205	153.913
Edificios	1.079.400	883.809
Plantas y Equipos de Generación	5.958.978	5.378.982
Infraestructura de Red	3.700.873	3.391.075
Instalaciones Fijas y Accesorios	294.323	269.656

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2022 y ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, han sido los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos	Movimientos Período 2022	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2022	2.920.093	153.913	883.809	5.378.982	3.391.075	269.656	12.997.528	
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	246.539	-	37	-	8	2.459	249.043	
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	186.812	9.693	113.137	476.617	138.475	17.540	942.274	
Depreciación	-	-	(8.981)	(70.450)	(53.100)	(8.449)	(140.980)	
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(22)	-	-	-	-	-	(22)	
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(332.651)	10	85.841	143.912	95.546	7.342	-	
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(332.651)	10	85.841	143.912	95.546	7.342	-	
Disposiciones y retiros de servicio	5.150	-	-	(240)	(5.119)	(4.249)	(4.458)	
Retiros	5.150	-	-	(240)	(5.119)	(4.249)	(4.458)	
Hiperinflación Argentina	106.343	2.589	4.449	27.056	133.988	9.996	284.421	
Otros incrementos (disminución)	(1.266)	-	1.108	3.101	-	28	2.971	
Total movimientos	210.905	12.292	195.591	579.996	309.798	24.667	1.333.249	
Saldo final al 31.03.2022	3.130.998	166.205	1.079.400	5.958.978	3.700.873	294.323	14.330.777	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos	Movimientos Período 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	1.107.981	168.894	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) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma Nota y Nota 30.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\$ 249.043 y MUS\$ 1.761.424 por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones durante el ejercicio 2022 por MUS\$ 32.477 (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\$ 132.238 (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\$ 84.328 al 31 de marzo de 2022 (MUS\$ 555.966 al 31 de diciembre 2021).

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

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 8.487 y MUS\$ 482, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 2,74% y 5,09% al 31 de marzo de 2022 y 2021, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 31.266 y MUS\$ 18.356, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2022, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 1.215.015 (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 marzo de 2022, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 91.003 (MUS\$ 85.317 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 34.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS\$ 1.112.650), 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\$ 445.060). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

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

17. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

a) Activos por derecho de uso

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2022	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2022	90.244	80.705	157.004	327.953
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	2.651	2.898	2.862	8.411
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	10.793	10.508	14.403	35.704
Depreciación	(1.330)	(3.199)	(6.908)	(11.437)
Hiperinflación Argentina	-	7	-	7
Otros incrementos (disminución)	361	21.001	4.331	25.693
Total movimientos	12.475	31.215	14.688	58.378
Saldo final al 31.03.2022	102.719	111.920	171.692	386.331

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)
Retiros	-	(54)	(55)	(109)
Adquisiciones realizadas mediante combiaciones de negocios	30.317	511	211	31.039
Depreciación	(4.001)	(10.718)	(21.312)	(36.031)
Hiperinflación Argentina	-	52	-	52
Otros incrementos (disminución)	468	383	376	1.227
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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022			al 31.12.2021		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	71.088	11.908	59.180	74.651	13.964	60.687
Más de un año y no más de dos años	37.876	11.375	26.501	37.454	13.003	24.451
Más de dos años y no más de tres años	27.900	9.129	18.771	28.035	11.520	16.515
Más de tres años y no más de cuatro años	25.664	8.993	16.671	24.810	10.323	14.487
Más de cuatro años y no más de cinco años	23.004	7.971	15.033	23.825	9.003	14.822
Más de cinco años	162.365	32.963	129.402	149.473	31.857	117.616
Total	347.897	82.339	265.558	338.248	89.670	248.578

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021 incluyen gastos de MUS\$ 225 y MUS\$ 4.580, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 225 en 2022 y MUS\$ 1.103 en 2021, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 71 en 2021 y arrendamientos variables de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 3.406, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
Hasta un año	56		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	56		32	

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2022	2021	
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(254.194)	(154.406)	
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)	350	2.713	
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(3.217)	6.196	
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(623)	16	
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(257.684)	(145.481)	
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	35.107	44.121	
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	35.107	44.121	
Gasto por impuestos a las ganancias	(222.577)	(101.360)	

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses		
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2022	Tasa	2021
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		695.304		389.756
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(187.733)	(27,00%)	(105.234)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,03%)	(48.886)	(3,74%)	(14.564)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	3,05%	21.214	2,83%	11.024
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,57%)	(3.955)	0,31%	1.218
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,46%)	(3.217)	1,59%	6.196
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(5,01%)	(34.844)	0,99%	3.874
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(32,01%)	(222.577)	(26,01%)	(101.360)

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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	16.508	(689.643)	14.577	(655.097)
Amortizaciones	3.946	(28.435)	3.540	(26.501)
Obligaciones por beneficios post-empleo	508.731	(172)	445.962	(172)
Revaluaciones de instrumentos financieros	108.867	(10.159)	19.328	(16.378)
Pérdidas fiscales	455.919	-	401.677	-
Provisiones	741.547	(382.037)	658.884	(317.525)
Provisión Contingencias Civiles	60.526	-	51.734	-
Provisión Contingencias Trabajadores	65.357	-	56.349	-
Provisión cuentas incobrables	336.385	-	284.991	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	19.270	-	19.674	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(337.565)	-	(273.855)
Otras Provisiones	260.009	(44.472)	246.136	(43.670)
Otros Impuestos Diferidos	319.849	(774.765)	284.405	(699.732)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(78.360)	-	(67.579)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(274.589)	-	(277.507)
Otros Impuestos Diferidos	319.849	(421.816)	284.405	(354.646)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	2.155.367	(1.885.211)	1.828.373	(1.715.405)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(995.313)	995.313	(836.005)	836.005
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	1.160.054	(889.898)	992.368	(879.400)

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2022	Movimientos				Saldo neto al 31.03.2022	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera		Otros incrementos (decrementos)
Depreciaciones	(640.520)	9.382	-	-	8.533	(50.530)	(673.135)
Amortizaciones	(22.961)	(29)	-	-	(1.499)	-	(24.489)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.790	(4.774)	-	-	71.561	(4.018)	508.559
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.950	60.271	6.740	-	22.951	5.796	98.708
Pérdidas fiscales	401.677	(6.018)	-	-	60.260	-	455.919
Provisiones	341.359	(11.153)	-	-	42.023	(12.719)	359.510
Provisión Contingencias Civiles	51.734	4.637	-	-	4.136	19	60.526
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	2.379	-	-	6.646	(17)	65.357
Provisión cuentas incobrables	284.991	13.645	-	-	38.057	(308)	336.385
Provisión cuentas de Recursos Humanos	19.674	831	-	-	3.326	(4.561)	19.270
Activos financieros CINIIF 12	(273.855)	(25.575)	-	-	(37.710)	(425)	(337.565)
Otras Provisiones	202.466	(7.070)	-	-	27.568	(7.427)	215.537
Otros Impuestos Diferidos	(415.327)	(12.572)	4.587	-	(43.304)	11.700	(454.916)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(67.579)	754	-	-	(11.535)	-	(78.360)
Ajuste por inflación - Argentina	(277.507)	154	-	-	(2.083)	4.847	(274.589)
Otros Impuestos Diferidos	(70.241)	(13.480)	4.587	-	(29.686)	6.853	(101.967)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	112.968	35.107	11.327	-	160.525	(49.771)	270.156

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2021	Movimientos				Saldo neto al 31.12.2021	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera		Otros incrementos (decrementos)
Depreciaciones	(430.994)	(145.375)	-	(42.981)	88.696	(109.866)	(640.520)
Amortizaciones	(12.344)	(468)	-	-	(10.149)	-	(22.961)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	(19.807)	(2.751)	-	(30.411)	335	445.790
Revaluaciones de instrumentos financieros	(29.609)	25.499	(2.386)	8.513	(1.480)	2.413	2.950
Pérdidas fiscales	209.339	191.222	-	32.799	(31.442)	(241)	401.677
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 marzo de 2022, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 65.748 (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 marzo de 2022 asciende a MUS \$3.827.531 (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 marzo de 2022, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 5.273.288 (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	2018 - 2021
Colombia	2016 - 2021
Costa Rica	2017 - 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 marzo de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2022			2021		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	-	-	(3)	-	(3)
Cobertura de Flujos de efectivo	(74.177)	11.950	(62.227)	(15.722)	5.316	(10.406)
Diferencias de cambio por conversión	1.894.425	-	1.894.425	(995.129)	-	(995.129)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	2.889	-	2.889	-	-	-
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	1.823.137	11.950	1.835.087	(1.010.854)	5.316	(1.005.538)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2022	2021
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	11.327	5.332
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	623	(16)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	11.950	5.316

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

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

- e) En Argentina, el 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó y publicó la Ley N° 27.630 de fecha 02 de junio de 2021, que en su parte medular modificó las alícuotas de impuestos a las ganancias que tributan las personas jurídicas en la República Argentina, introduciendo un sistema de alícuotas por escalas, con vigencia desde los ejercicios iniciados a partir del 01 de enero de 2021, como sigue:

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

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

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

La Ley N° 27.430, con las modificaciones de la Ley de Emergencia Pública, estableció la obligatoriedad, a partir de los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2018, de deducir o de incorporar al resultado impositivo, el ajuste por inflación calculado en base al procedimiento descrito en la Ley del Impuesto a las Ganancias, solo en la medida en que se verifique que la variación en el IPC acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida supere el 100%.

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

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

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otros pasivos financieros	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
Préstamos que devengan intereses	1.814.730	5.103.619	1.181.392	4.905.270
Instrumentos derivados de cobertura (*)	186.941	232.253	49.245	12.313
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	16.786	-	2.197	-
Total	2.018.457	5.335.872	1.232.834	4.917.583

(*) Ver Nota 22.2.a

(**) Ver Nota 22.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Clases de Préstamos que Devengan Intereses	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
Préstamos bancarios garantizados	186.027	1.136.998	251.510	1.039.303
Préstamos bancarios no garantizados	956.053	1.225.822	415.140	1.197.748
Obligaciones con el público no garantizadas	471.592	2.414.369	342.772	2.380.871
Obligaciones con el público garantizadas	171.154	289.117	148.881	243.725
Otros préstamos	29.904	37.313	23.089	43.623
Total	1.814.730	5.103.619	1.181.392	4.905.270

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total al 31.03.2022	Vencimiento					Total No al 31.03.2022
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	1,54%	1,54%	Sin Garantía	388.099	-	388.099	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	1,16%	1,15%	Con Garantía	4.273	8.100	12.373	12.000	12.000	12.000	12.000	74.000	122.000
Peru	US\$	1,61%	1,60%	Sin Garantía	2	-	2	-	37.857	-	-	-	37.857
Peru	PEN	2,31%	2,28%	Sin Garantía	45.864	212.717	258.581	37.685	61.911	-	-	-	99.596
Brasil	US\$	2,37%	2,36%	Con Garantía	640	110.307	110.947	53.658	152.981	22.395	22.395	141.915	393.344
Brasil	BRL	10,03%	10,01%	Con Garantía	14.196	40.267	54.463	45.918	41.924	42.149	42.812	368.761	541.564
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Sin Garantía	3.482	3.326	6.808	11.102	11.103	8.957	6.810	41.339	79.311
Brasil	US\$	2,09%	2,08%	Sin Garantía	2.280	77.928	80.208	107.572	227.191	116.449	55.658	-	506.870
Brasil	BRL	7,14%	7,02%	Sin Garantía	1.304	5	1.309	67.194	57.699	20	20	56	124.989
Colombia	COP	3,96%	3,96%	Con Garantía	359	1.077	1.436	779	-	-	-	-	779
Colombia	COP	4,74%	4,31%	Sin Garantía	126.366	101.487	227.853	35.920	34.653	16.892	249.163	119.882	456.510
Total					586.866	555.214	1.142.080	371.828	637.319	218.862	388.858	745.953	2.362.820

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total al 31.12.2021	Vencimiento					Total No al 31.12.2021
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	0,38%	0,38%	Sin Garantía	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	1,01%	1,01%	Con Garantía	2.025	10.188	12.213	12.000	12.000	12.000	12.000	76.000	124.000
Peru	US\$	1,61%	1,60%	Sin Garantía	2	-	2	-	38.032	-	-	-	38.032
Peru	PEN	2,31%	2,28%	Sin Garantía	91	243.805	243.896	35.047	57.578	-	-	-	92.625
Brasil	US\$	2,18%	2,10%	Con Garantía	12.776	99.498	112.274	54.715	95.122	82.529	23.377	152.318	408.061
Brasil	BRL	9,27%	9,13%	Con Garantía	86.135	32.150	118.285	37.906	32.799	32.183	32.566	283.737	419.191
Brasil	EUR	2,39%	2,28%	Sin Garantía	-	7.414	7.414	11.879	11.879	9.647	7.414	46.183	87.002
Brasil	US\$	1,93%	1,92%	Sin Garantía	26.738	-	26.738	118.319	240.246	116.725	55.790	-	531.080
Brasil	BRL	5,29%	5,20%	Sin Garantía	17	-	17	55.824	49.901	17	17	52	105.811
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	331	993	1.324	1.049	-	-	-	-	1.049
Colombia	COP	3,55%	3,53%	Sin Garantía	1.968	142.513	144.481	33.760	32.096	23.770	230.009	110.565	430.200
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 marzo de 2022 asciende a MUS\$ 3.203.269 (MUS\$ 2.670.119 al 31 de diciembre de 2021). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2022
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	10.419	-	10.419	-	-	-	590.587	-	590.587
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	3.687	-	3.687	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	-	116	116	-	-	-	-	9.962	9.962
Peru	PEN	6,02%	Sin Garantía	21.725	14.550	36.275	43.069	41.024	64.603	-	159.757	308.453
Brasil	BRL	12,94%	Sin Garantía	23.846	75.581	99.427	108.917	131.846	100.690	191.998	275.169	808.620
Colombia	COP	9,07%	Sin Garantía	9.965	311.703	321.668	66.734	169.528	201.464	-	259.021	696.747
Total				69.642	401.950	471.592	218.720	342.398	366.757	782.585	703.909	2.414.369

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
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

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2022
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	15,25%	Con Garantía	4.688	166.466	171.154	167.259	20.410	21.224	21.239	58.985	289.117
Total				4.688	166.466	171.154	167.259	20.410	21.224	21.239	58.985	289.117

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

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente					
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 31.03.2022								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	13,82%	13,81%	Anual	1.745	13.044	14.789	13.348	13.347	13.348	13.348	37.920	91.311
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	13,82%	13,81%	Anual	861	6.813	7.674	6.894	6.894	6.894	6.894	19.671	47.247
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SERIE	Brasil	BRL	11,41%	11,40%	Anual	1.720	146.336	148.056	146.778	-	-	-	-	146.778
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,64%	18,63%	Semestral	167	121	288	134	59	422	491	855	1.961
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,63%	18,62%	Semestral	195	152	347	105	110	560	506	539	1.820
Total										4.688	166.466	171.154	167.259	20.410	21.224	21.239	58.985	289.117

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente					
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2021								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 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	DEBENTURES 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	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SERIE	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 marzo de 2022 asciende a MUS\$ 3.297.888 (MUS\$ 3.146.336 al 31 de diciembre de 2021). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente								No Corriente	
									al 31.03.2022								Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (LUZ PARA TODOS VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	75	25	100	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (LUZ PARA TODOS VII)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	85	255	340	198	-	-	-	-	198	
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	2.869	6.466	9.335	675	4.741	4.787	7.394	9.566	27.163	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	13,58%	Mensual	1.240	8.562	9.802	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	20,13%	Mensual	1.030	6.012	7.042	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	717	2.061	2.778	1.766	1.964	2.175	2.401	1.511	9.817	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	123	344	467	108	27	-	-	-	135	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	US\$	0,30%	Anual	40	-	40	-	-	-	-	-	-	
Total									6.179	23.725	29.904	2.747	6.732	6.962	9.795	11.077	37.313	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente								No Corriente	
									al 31.12.2021								Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (LUZ PARA TODOS VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	64	85	149	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (LUZ PARA TODOS VII)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	73	218	291	242	-	-	-	-	242	
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	1.434	4.314	5.748	8.235	4.741	4.787	7.394	11.053	36.210	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	7,57%	Mensual	975	7.304	8.279	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21,68%	Mensual	816	5.020	5.836	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	604	1.729	2.333	761	398	1.860	2.050	1.862	6.931	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	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	

(*) Ver Nota 25.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de marzo de 2022, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 74.313 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$ 74.313 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 3.n).

El movimiento al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2022	2021
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(7.272)	(8.683)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	460	(980)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	501	1.601
Diferencias de conversión	(524)	790
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(6.835)	(7.272)

e) Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2022, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 414.936 (MUS\$ 1.119.278 al 31 de diciembre de 2021).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	1,54%	388.517	-	388.517	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,28%	47.043	169.797	216.840	40.426	62.632	-	-	-	103.058
Perú	US\$	1,38%	4.623	55.597	60.220	13.935	51.234	13.046	12.910	76.612	167.737
Colombia	COP	3,66%	130.980	116.313	247.293	58.025	54.178	35.018	260.492	123.893	531.606
Brasil	US\$	2,24%	7.267	170.818	178.085	204.226	395.122	147.231	83.622	159.022	989.223
Brasil	BRL	9,62%	29.872	125.349	155.221	146.205	147.183	84.350	80.975	612.823	1.071.536
Brasil	EUR	2,28%	4.130	5.149	9.279	13.353	13.069	10.647	8.302	46.130	91.501
Total			612.432	643.023	1.255.455	476.170	723.418	290.292	446.301	1.018.480	2.954.661

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	0,38%	5	-	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	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.03.2022
			Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	6.352	19.055	25.407	25.407	25.407	25.407	615.689	-	691.910
Chile	UF	5,75%	3.691	-	3.691	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	6,34%	170	511	681	682	682	682	682	10.568	13.296
Perú	PEN	6,02%	22.553	27.537	50.090	59.867	55.807	77.380	9.651	198.424	401.129
Colombia	COP	9,07%	25.727	383.205	408.932	137.315	225.942	242.907	29.896	311.877	947.937
Brasil	BRL	13,62%	44.842	361.150	405.992	409.419	248.261	201.235	267.255	434.652	1.560.822
Total			103.335	791.458	894.793	632.690	556.099	547.611	923.173	955.521	3.615.094

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2021
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	51	3.361	3.412	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	5,75%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	621.750	-	696.927
Perú	US\$	6,34%	158	474	632	632	632	632	632	10.684	13.212
Perú	PEN	6,02%	4.666	41.905	46.571	55.837	52.073	46.951	34.166	185.393	374.420
Colombia	COP	8,24%	85.917	199.861	285.778	239.807	211.135	217.630	16.894	278.596	964.062
Brasil	BRL	11,57%	61.728	264.363	326.091	306.033	275.037	172.368	227.997	377.920	1.359.355
Total			158.785	528.758	687.543	627.368	563.936	462.640	901.439	852.593	3.407.976

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	US\$	0,25%	2.905	6.592	9.497	4.934	4.741	4.787	7.394	13.563	35.419
Colombia	US\$	0,30%	40	-	40	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	9,75%	6.969	19.577	26.546	9.389	2.477	2.524	2.598	1.549	18.537
Total			9.914	26.169	36.083	14.323	7.218	7.311	9.992	15.112	53.956

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	US\$	0,25%	1.435	4.483	5.918	8.235	4.741	4.787	7.394	11.881	37.038
Colombia	US\$	0,16%	13	19	32	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	9,01%	5.842	16.657	22.499	12.406	2.203	2.182	2.243	1.915	20.949
Total			7.290	21.159	28.449	20.641	6.944	6.969	9.637	13.796	57.987

20. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente		No corriente	
Pasivos por arrendamientos		al 31.03.2022		al 31.12.2021	
Pasivos por arrendamientos		59.180	206.378	60.687	187.891
Total		59.180	206.378	60.687	187.891

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	2	7	9	25	4	-	-	-	29
Perú	US\$	3,81%	3.274	5.193	8.467	2.661	2.655	2.598	2.572	10.861	21.347
Perú	PEN	5,42%	4.150	8.520	12.670	2.667	553	22	-	-	3.242
Colombia	COP	9,76%	5.293	10.388	15.681	14.154	11.110	9.760	9.304	71.940	116.268
Brasil	BRL	10,80%	9.972	26.780	36.752	23.846	18.436	16.816	14.045	177.050	250.193
Panamá	US\$	6,29%	678	251	929	697	675	653	633	9.398	12.056
Guatemala	US\$	8,44%	118	355	473	1.487	833	810	785	7.808	11.723
Total			23.487	51.494	74.981	45.537	34.266	30.659	27.339	277.057	414.858

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

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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

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

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 38 sub-categorías.

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

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

21.1 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 31.03.2022	al 31.12.2021
	%	%
Tasa de interés fija	25%	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.

21.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el primer 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.

21.3 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 primer 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 marzo 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.

21.4 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.

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

Al 31 de marzo de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.763.297 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 414.936 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.

21.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el periodo de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo con el Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, a la fecha el gobierno autorizó las actividades de corte con algunas restricciones. Lo mismo en Brasil, de acuerdo con la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte en todas las 4 distribuidoras, incluyendo Rio de Janeiro, que volvió a ejecutar las actividades de corte en 01 de julio de 2021, con el término de la vigencia de la Ley N° 8.769/20, pero adecuándose a la resolución ANEEL 928 de 26 de marzo de 2020 que prohibía el corte para clientes de bajos ingresos hasta 31 de diciembre de 2021, dificultando la recuperación de la deuda de este período. En Colombia, de acuerdo con los Decreto 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo con Decreto 35-20, de 3 de abril de 2020. A la fecha, en ambos países se mantienen las actividades de corte bajo normalidad.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

21.6 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\$ 786.180.

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.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022			
	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	-	4.804.365	-	-
Instrumentos derivados	27.945	-	-	(755)
Otros activos de carácter financiero	175.762	84.407	-	-
Total Corriente	203.707	4.888.772	-	(755)
Instrumentos de patrimonio	-	-	4.434	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	661.465	-	-
Instrumentos derivados	42.454	-	-	68.499
Otros activos de carácter financiero	3.659.453	424.757	-	-
Total No Corriente	3.701.907	1.086.222	4.434	68.499
Total	3.905.614	5.974.994	4.434	67.744

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.03.2022			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.814.730	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.864.216	-
Instrumentos derivados	22.854	-	164.087
Otros pasivos de carácter financiero	16.786	59.180	-
Total Corriente	39.640	8.738.126	164.087
Préstamos que devengan interés	-	5.103.619	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.238.510	-
Instrumentos derivados	64.863	-	167.390
Otros pasivos de carácter financiero	-	206.378	-
Total No Corriente	64.863	9.548.507	167.390
Total	104.503	18.286.633	331.477

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

22.2 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022				al 31.12.2021			
	Activo	Activo No	Pasivo	Pasivo No	Activo	Activo No	Pasivo	Pasivo No
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Cobertura de tipo de interés:	27	35.252	14.106	9.289	18	18.866	5.369	4.473
Cobertura flujos de caja	27	12.973	14.106	5.152	18	4.671	5.369	-
Cobertura de valor razonable	-	22.279	-	4.137	-	14.195	-	4.473
Cobertura de tipo de cambio:	27.163	75.701	172.835	222.964	32.671	153.039	43.876	7.840
Cobertura de flujos de caja	27.163	55.819	172.835	167.390	32.671	119.354	43.876	7.314
Cobertura de valor razonable	-	19.882	-	55.574	-	33.685	-	526
Total	27.190	110.953	186.941	232.253	32.689	171.905	49.245	12.313

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
			al 31.03.2022	al 31.12.2021
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(6.626)	15.450
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(79.096)	(2.463)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(139.475)	118.202
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	(17.001)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	9.903	1.470
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(130)	(2.832)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(21.839)	12.118
FORWARD	Tipo de cambio	Factoring Masivos	-	8
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(26.787)	1.083

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable no existen partidas registradas en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021.

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

Al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022				al 31.12.2021			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	832	-	16.786	-	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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	Valor Razonable	al 31.03.2022						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	11.884	8.000	8.000	69.210	8.000	283.574	203.969	580.753
Cobertura de flujos de caja	(6.258)	8.000	8.000	69.210	8.000	283.574	203.969	580.753
Cobertura de valor razonable	18.142	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(292.935)	2.177.634	394.758	912.196	153.505	86.684	138.745	3.863.522
Cobertura de flujos de caja	(257.243)	2.177.634	380.923	824.092	146.588	81.368	109.505	3.720.110
Cobertura de valor razonable	(35.692)	-	13.835	88.104	6.917	5.316	29.240	143.412
Derivados no designados contablemente de cobertura	(15.954)	401.157	-	-	-	-	-	401.157
Total	(297.005)	2.586.791	402.758	981.406	161.505	370.258	342.714	4.845.432

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	Valor Razonable	al 31.12.2021						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
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.

22.3 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.03.2022	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	95.981	-	95.981	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	42.162	-	42.162	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	832	-	832	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	4.434	-	4.434	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.834.382	199.925	3.634.457	-
Total	3.977.791	199.925	3.777.866	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	359.483	-	359.483	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	59.711	-	59.711	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	16.786	-	16.786	-
Total	435.980	-	435.980	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2021	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	156.712	-	156.712	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	47.882	-	47.882	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3	-	3	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	2.155	-	2.155	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.160.593	182.365	2.978.228	-
Total	3.367.345	182.365	3.184.980	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	56.559	-	56.559	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	4.999	-	4.999	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.197	-	2.197	-
Total	63.755	-	63.755	-

23. 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar				
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	988.552	1.175.753	84.560	77.349
Proveedores por compra de combustibles y gas	11.456	9.619	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.167.849	1.484.387	12.742	20.921
Cuentas por pagar por compra de activos	133.466	147.574	-	-
Sub total	2.301.323	2.817.333	97.302	98.270
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	431.646	43.302	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	701.585	626.696	13.875	14.996
Multas y reclamaciones (2)	25.409	23.109	38.342	37.638
Obligaciones investigación y desarrollo	132.837	112.083	38.963	31.411
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	115.187	60.840	140	210
Cuentas por pagar al personal	162.871	150.627	950	874
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	521.963	411.066	2.628.866	2.252.434
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	686.867	399.238	256.145	170.147
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	81.057	67.351	78.601	65.310
Otras cuentas por pagar	207.993	200.485	17.706	17.777
Sub total	3.067.415	2.094.797	3.073.588	2.590.797
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.368.738	4.912.130	3.170.890	2.689.067

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 21.4.

(1) Al 31 de marzo de 2022, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 687.044 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 614.171 al 31 de diciembre de 2021). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 28.416 (MUS\$ 27.521 al 31 de diciembre de 2021) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra subsidiaria Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra subsidiaria Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de marzo de 2022, se incluye MUS\$ 31.327 (MUS\$ 31.328 al 31 de diciembre de 2021) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Ver nota 8, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 9 (ii).

(5) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que puso término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986, relacionado con un contrato de fondos firmado dicho año. Este acuerdo se pagará en un periodo de cinco años hasta junio 2023.

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

24. PROVISIONES

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

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Por reclamaciones legales (*)	153.628	132.850	824.583	698.346
Por desmantelamiento o restauración (**)	28.880	18.736	95.155	95.300
Provisión Medio Ambiente	2.390	720	28.609	440
Otras provisiones	7.028	12.538	15.374	44.733
Total	191.926	164.844	963.721	838.819

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 34.3.

(**) Al 31 de marzo de 2022, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de efectos de la filial colombiana Emgesa, para los equipos electrodomésticos de la central Quimbo, con fecha de desmantelamiento 2066 y otros efectos provenientes de empresas de energías renovables de Brasil.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el ejercicio terminado el 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2022	831.196	114.036	58.431	1.003.663
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	32.092	2.298	(2.342)	32.048
Provisión Utilizada	(20.705)	(1.380)	(5.927)	(28.012)
Actualización efectos	21.813	(137)	(332)	21.344
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	127.399	9.218	3.571	140.188
Transferencia P&L	(13.584)	-	-	(13.584)
Total Movimientos en Provisiones	147.015	9.999	(5.030)	151.984
Saldo final al 31.03.2022	978.211	124.035	53.401	1.155.647

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2021	941.051	92.594	20.680	1.054.325
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	100.104	22.773	38.913	161.790
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	437	24.966	4.747	30.150
Provisión Utilizada	(141.022)	(11.771)	-	(152.793)
Actualización efectos	83.700	(179)	119	83.640
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(84.135)	(14.347)	(6.028)	(104.510)
Transferencia P&L	(68.939)	-	-	(68.939)
Total Movimientos en Provisiones	(109.855)	21.442	37.751	(50.662)
Saldo final al 31.12.2021	831.196	114.036	58.431	1.003.663

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

25.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Plan de salud:** De acuerdo a convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y colombianas (Emgesa y Codensa).

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 Emgesa y Codensa.
- **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 Emgesa y Codensa.
- **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 las compañías colombianas Emgesa y Codensa 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.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Obligaciones post empleo	4.007.841	3.357.838
(-) Plan de activos (*)	(2.412.548)	(1.962.668)
Total	1.595.293	1.395.170
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	28.562	23.804
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	5.314	4.507
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.629.169	1.423.481

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Planes de Pension	1.521.999	1.323.388
Planes de Salud	78.509	73.080
Otros Planes	28.661	27.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.629.169	1.423.481

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 28.562 al 31 de marzo de 2022 (MUS\$ 23.804 al 31 de diciembre de 2021), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit 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 marzo 2022 se registraron MUS\$5.314 (MUS\$4.507 al 31 de diciembre 2021) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Enel Distribución Río firmó con Brasiletros (institución de fondos de pensiones que gestiona los planos complementares para los empleados y jubilados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados en los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Primeros tres meses	
	2022	2021
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	998	1.005
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	80.930	61.425
Ingresos por intereses activos del plan	(47.719)	(34.281)
Costos de Servicios Pasados	13	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	630	254
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	34.852	28.403
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(2.888)	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	31.964	28.403

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

Pasivo Actuarial Neto	
Saldo inicial al 01.01.2021	1.624.217
Costo Neto por Intereses	110.577
Costos de los Servicios en el Período	383
Beneficios Pagados en el Período	(5.412)
Aportaciones del Período	(174.315)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(709.016)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	678.492
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	7.213
Cambios del Límite de Activo	9.344
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	4.655
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	1.439
Diferencias de conversión	(119.699)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(5.634)
Saldo final al 31.12.2021	1.423.481
Costo Neto por Intereses	33.841
Costos de los Servicios en el Período	998
Beneficios Pagados en el Período	(3.158)
Aportaciones del Período	(54.093)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(2.888)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	13
Traspaso del personal	1.249
Diferencias de conversión	229.726
Saldo final al 31.03.2022	1.629.169

(*) Migración voluntaria de Pensiones al nuevo Plan de Contribución definida.

Con fecha 13 de abril de 2020 nuestra subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo aprobó la reforma reglamentaria al Plan complementario de jubilación y pensiones (en adelante "PSAP"), el cual entró en vigencia a partir del 1 de mayo de 2020, con el propósito de cerrar el acceso de nuevos participantes al plan. Adicionalmente, se aprobó, en conjunto con la Superintendencia Nacional de Pensiones Complementarias ("PREVIC"), un proceso de migración voluntaria para un nuevo Plan de contribución definida (en adelante "plan CD II"), exclusivamente para la adhesión de los empleados que integraban el plan PSAP. La migración consistió en la transferencia de participantes desde un plan de beneficios definidos (plan PSAP), a uno de contribución definida (plan CD II), situación que conlleva pasar a una opción de renta programada (en lugar de una renta vitalicia como se realizaba en el plan PSAP). Este proceso de migración voluntaria finalizó el 31 de diciembre de 2020.

Al término del proceso, un 21,4% de los participantes del plan PSAP aceptaron voluntariamente traspasar sus reservas al plan CD II.

Esta migración generó una reducción del pasivo actuarial neto de MUS\$ 271.358, el cual se explica de la siguiente manera:

- MUS\$ 182.393 (MUS\$ 176.759 registrado en diciembre 2020 y MUS\$ 5.634 en diciembre 2021) correspondientes a la porción de la obligación que se transfirió al plan CD II, en la misma razón de las reservas matemáticas de los participantes que optaron por la migración. Esta transferencia se instrumentalizó mediante un nuevo contrato de deuda de carácter exclusivamente financiero y fue reclasificado a Otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes).
- MUS\$ 88.965 que corresponden a (i) el efecto neto de la liquidación generado como consecuencia de la migración por MUS\$ 69.859; y (ii) MUS\$ 19.106 referidos a costos de servicios pasados. Con la migración parcial se eliminaron todas las obligaciones futuras, legales o constructivas, con relación a todo o parte de los beneficios ofrecidos por el plan de beneficio definido, en proporción a los participantes migrados. Este efecto fue reconocido como menor gastos de personal en el estado de resultado consolidado.

La Compañía analizará los próximos pasos del plan de reestructuración con los resultados finales del referido plan a ser homologados por la autoridad regulatoria competente.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo inicial al 01.01.2021	3.706.545
Costo del servicio corriente	383
Costo por intereses	248.864
Aportaciones Efectuadas por los participantes	271
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(259.935)
Contribuciones pagadas	(310.442)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	1.439
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(709.016)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	678.492
Saldo final al 31.12.2021	3.357.838
Costo del servicio corriente	998
Costo por intereses	80.930
Diferencia de conversión de moneda extranjera	572.859
Contribuciones pagadas	(3.158)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	13
Traspaso del personal	1.249
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(2.888)
Saldo final al 31.03.2022	4.007.841

Al 31 de marzo de 2022, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,07% a 31 de diciembre de 2021), en un 97,08% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,67% a 31 de diciembre de 2021), en un 2,30% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,61% a 31 de diciembre 2021), en un 0,43% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,51% a 31 de diciembre de 2021), el 0,12% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2021) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de EGP Panamá (0,01% al 31 de diciembre 2021).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Valor razonable del plan de activos	
Saldo inicial al 01.01.2021	(2.097.081)
Ingresos por intereses	(139.319)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	7.213
Diferencia de conversión de moneda extranjera	141.709
Aportaciones del empleador	(174.315)
Aportaciones pagadas	(271)
Contribuciones pagadas	305.030
Traspaso a Deuda Financiera	(5.634)
Saldo final al 31.12.2021	(1.962.668)
Ingresos por intereses	(47.719)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(348.068)
Aportaciones del empleador	(54.093)
Saldo final al 31.03.2022	(2.412.548)

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Categoría de los Activos del Plan	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
	Acciones (renta variable)	267.521	11,07%	217.259
Activos de renta fija	1.770.302	73,44%	1.441.373	74,22%
Inversiones inmobiliarias	83.291	3,44%	67.610	3,48%
Otros	291.434	12,05%	236.426	7,80%
Total	2.412.548	100%	1.962.668	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río, Eletra, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás y Funcesp, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Inmuebles	21.251	20.564
Total	21.251	20.564

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación Techo del Activo	
Saldo inicial al 01.01.2021	14.753
Intereses de Activo no reconocidos	1.032
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	9.344
Diferencias de Conversión	(1.325)
Saldo final al 31.12.2021	23.804
Intereses de Activo no reconocidos	602
Diferencias de Conversión	4.156
Saldo final al 31.03.2022	28.562

25.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.03.2022
Tasas de descuento utilizadas	5,6%	5,60%	9,30% - 9,67%	9,30% - 9,67%	7,29%	6,94%	50,68% - 51,23%	50,68% - 51,23%	5,90%	5,90%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	4,52% - 5,04%	4,95%	4,95%	43,5% - 56,22%	43,5% - 56,22%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	7,03%	7,03%	6,50%	6,50%	0,29%	0,29%	1,11%	1,11%	5,39%	5,39%

- **Sensibilización:**

Al 31 de marzo 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\$ 307.575 (MUS\$ 263.184 al 31 de diciembre 2021) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 336.286 (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 marzo de 2022, 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 2.897, MUS\$ 2.452 y MUS\$ 2.527, 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\$ 172.993.

- **Duración de los compromisos:**

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

Años	MUS\$
1	321.386
2	309.731
3	304.270
4	296.997
5	292.004
6 a 10	1.352.868

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

Funceps, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. Enel Distribución Sao Paulo, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El costo del plan de beneficio definido es paritario entre Enel Distribución Sao Paulo y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de Enel Distribución Sao Paulo hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución (las contribuciones pagadas por Enel Distribución Sao Paulo fueron MUS\$ 42.531 al 31 de marzo 2022 y MUS\$ 137.917 al 31 de diciembre de 2021).

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de Enel Distribución Sao Paulo. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al periodo del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

26. PATRIMONIO

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de marzo de 2022 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Al 31 de marzo de 2021 el capital ascendía a MUS\$ 9.763.078 y estaba representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 31 de marzo 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 26.5.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 EPG 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.

26.1.2 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
98	Provisorio	26/11/2018	25/01/2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30/04/2019	17/05/2019	403.652	0,00703	2018
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

26.2 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 marzo de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	2022	2021
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(845.566)	(758.678)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	-	43.984
Enel Distribución Perú S.A.	(23.365)	(34.425)
Dock Sud S.A.	(147.997)	(130.835)
Enel Brasil S.A.	(1.696.032)	(3.480.898)
Enel Generación Costanera S.A.	(158.453)	(136.314)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(86.893)	(138.545)
Enel Generación El Chocón S.A.	(428.021)	(395.032)
Enel Perú S.A.	193.594	193.435
Enel Generación Perú S.A.	(193.347)	(200.620)
Enel Generación Piura S.A.	(10.342)	(9.514)
Otros	(95.393)	(78.886)
Total	(3.491.815)	(5.126.328)

(*) Ver Nota 2.9.

26.3 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.

26.4 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 marzo de 2022, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 287.095 y MUS\$ 377.938, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 31.03.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	1.698.379	(3.491.815)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(56.790)	(56.364)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	-	(697)
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	(378.657)	(3.923.453)
Total	(8.735.261)	1.262.932	(7.472.329)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 31.03.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	(818.032)	(5.126.328)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	(10.088)	(19.471)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(692)	(1)	(693)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	101.841	(2.652.705)
Total	(7.072.917)	(726.280)	(7.799.197)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
 - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Otras Reservas Varias	2022	2021
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	1.279.522	776.931
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	-
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	-
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(508.268)	-
Otras reservas varias (11)	(57.882)	(66.177)
Total	(3.923.453)	(2.652.705)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). Para mayor información, ver nota 26.1.1.
- 9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
- 10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Al 31 de marzo de 2022, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 508.268 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.

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021 es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras			
		Patrimonio		Resultado	
		al 31.03.2022	al 31.03.2022	al 31.12.2021	Primeros tres meses
			2022	2021	
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	203.681	169.243	5.552	4.193
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	0,00%	-	413.048	19.911	33.519
Enel Colombia S.A. E.S.P.	42,66%	1.359.812	648.228	67.708	56.924
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	129.367	117.080	4.802	3.809
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	113.983	102.212	6.708	5.340
Chinango S.A.C.	33,12%	20.338	19.512	2.731	1.993
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	207.379	194.835	1.321	(2.149)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	44.861	39.390	3.217	(167)
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	84.101	84.731	(5.503)	(510)
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	82.556	79.566	(2.132)	1.096
Central Dock Sud S.A.	29,76%	75.098	72.396	(1.495)	1.027
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	2.512	3.618	303	131
Enel Fortuna S.A.	49,95%	246.629	242.923	3.705	-
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.369	4.276	93	-
Otros		7.294	6.378	(63)	(90)
Total		2.581.980	2.197.436	106.858	105.116

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Ingresos de Actividades Ordinarias	2022	2021
Ventas de energía (1)	2.868.820	2.615.303
Generación	718.465	659.574
Clientes Regulados	406.164	102.230
Clientes no Regulados	183.660	266.112
Ventas de Mercado Spot	128.076	290.402
Otros Clientes	565	830
Distribución	2.150.355	1.955.729
Residenciales	1.259.516	1.118.687
Comerciales	515.534	391.366
Industriales	169.296	201.620
Otros Consumidores	206.009	244.056
Otras ventas	14.467	9.341
Ventas de gas	4.901	5.142
Ventas de otros combustibles	2.773	2.191
Ventas de productos y servicios	6.793	2.008
Otras prestaciones de servicios	467.707	389.693
Peajes y transmisión	391.312	327.262
Arriendo equipos de medida	28	31
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	46.058	44.459
Otras prestaciones	30.309	17.941
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.350.994	3.014.337

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Otros Ingresos	2022	2021 (*)
Ingresos por contratos de construcción	320.666	182.034
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil (*)	69.866	47.966
Multas por retraso en las facturas de energía	22.642	9.801
Otros	29.822	20.734
Total Otros Ingresos	442.996	260.535

(*) Ver nota 2.2.c

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Materias primas y consumibles utilizados	2022	2021	
Compras de energía	(1.475.141)	(1.523.032)	
Consumo de combustible	(35.276)	(34.975)	
Gas	(30.433)	(31.797)	
Petróleo	(3.551)	(1.492)	
Carbón	(1.292)	(1.686)	
Gastos de transporte	(264.689)	(265.796)	
Costos por contratos de construcción	(313.910)	(182.034)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(101.148)	(69.541)	
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.190.164)	(2.075.378)	

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Gastos por beneficios a los empleados	2022	2021	
Sueldos y salarios	(117.260)	(97.887)	
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(3.908)	(3.457)	
Seguridad social y otras cargas sociales	(64.942)	(52.177)	
Otros gastos de personal	(2.765)	(25.914)	
Total Gastos por beneficios a los empleados	(188.875)	(179.435)	

30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9

- a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, es el siguiente:

	Primeros tres meses	
	2022	2021
miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Depreciación	(152.400)	(126.150)
Amortización	(115.122)	(95.051)
Total	(267.522)	(221.201)

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

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Primeros tres meses							
	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Propiedad, planta y equipo (ver nota 16)	(22)	-	-	-	-	-	(22)	-
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(22)	-	-	-	-	-	(22)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	123	(111)	(92.020)	(43.900)	(129)	-	(92.026)	(44.011)
Otros activos	(539)	43	(3.202)	(5.881)	(241)	-	(3.982)	(5.838)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(416)	(68)	(95.222)	(49.781)	(370)	-	(96.008)	(49.849)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(438)	(68)	(95.222)	(49.781)	(370)	-	(96.030)	(49.849)

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Otros gastos por naturaleza	2022	2021
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(179.274)	(121.974)
Gastos administrativos	(27.929)	(25.702)
Reparaciones y conservación	(30.829)	(67.427)
Indemnizaciones y multas	-	(380)
Tributos y tasas	(9.589)	(5.425)
Primas de seguros	(15.024)	(11.650)
Arrendamientos y cánones	(225)	(4.580)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(2.789)	(1.022)
Otros suministros y servicios	(38.932)	(28.639)
Gastos de viaje	(1.774)	(342)
Gastos de medio ambiente	(315)	(485)
Total	(306.680)	(267.626)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 8 y MUS\$4, respectivamente.

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Ingresos financieros	2022	2021 (*)	
Efectivo y otros medios equivalentes	25.403	15.393	
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	86	-	
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	17.605	19.606	
Otros ingresos financieros (2)	53.537	17.696	
Total Ingresos Financieros	96.631	52.695	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Costos financieros	2022	2021	
Costos Financieros	(346.974)	(198.872)	
Préstamos bancarios	(39.140)	(26.938)	
Obligaciones con el público	(68.242)	(47.504)	
Pasivos por arrendamientos	(264)	(1.713)	
Valoración derivados financieros	(54.711)	(363)	
Actualización financiera de provisiones (3)	(21.344)	(18.094)	
Gastos financieros activados	11.027	746	
Obligación por beneficios post empleo (1)	(33.927)	(27.399)	
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(4.565)	(1.740)	
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(33.319)	(3.148)	
Otros costos financieros (5)	(102.489)	(72.719)	
Resultado por unidades de reajuste (*)	57.094	21.266	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	85.845	(3.581)	
Total Costos Financieros	(204.035)	(181.187)	
Total Resultado Financiero	(107.404)	(128.492)	

(*) Ver nota 2.2.c

(1) Ver Nota 25.2.c).

(2) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2022, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 29.174 (MUS\$ 6.990 al 31 de marzo de 2021), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$13.846 (MUS\$ 2.960 al 31 de marzo de 2021), y otros ingresos por MUS\$ 10.517 (MUS\$ 7.746 al 31 de marzo de 2021).

(3) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2022, principalmente se incluyen MUS\$ 7.791 (MUS\$ 5.705 al 31 de marzo de 2021) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23) y actualización financiera de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS\$ 14.366 (MUS\$ 12.400 al 31 de marzo de 2021).

(4) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2022, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 25.863 (MUS\$ 3.148 al 31 de marzo de 2021) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 7.456 (MUS\$ 0 al 31 de marzo de 2021) (ver nota 10.d).

- (5) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2022, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 58.330 (MUS\$ 33.406 al 31 de marzo de 2021), Costos bancarios por MUS\$ 1.547 (MUS\$ 2.613 al 31 de marzo de 2021) y Otros por MUS\$ 42.612 (MUS\$ 36.700 al 31 de marzo de 2021).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2022	2021
Inventario	8.130	6.838
Otros activos financieros no corrientes	759	2.739
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32	122
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.815	6.585
Plusvalía	2.705	2.648
Propiedades, planta y equipo	285.996	188.375
Activos por impuestos diferidos	18.357	6.739
Pasivo por impuestos diferidos	(77.428)	(35.542)
Patrimonio Total	(192.645)	(153.171)
Ingresos	(7.316)	(7.323)
Costos	6.233	6.480
Resultado financiero	706	(2.756)
Otros Gastos Distintos a la operación	(250)	(585)
Impuesto Sobre Sociedades	-	117
Resultado por Hiperinflación (1)	57.094	21.266
Total Resultado por Unidades de Reajuste	57.094	21.266

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2022	2021
Efectivo y equivalentes al efectivo	(625)	25.577
Otros activos financieros	46.120	64.616
Otros activos no financieros	29.703	4.906
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	35.152	(19.728)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(217.041)	(48.931)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	158.318	(16.728)
Otros pasivos no financieros	34.218	(13.293)
Total Diferencias de Cambio	85.845	(3.581)

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

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

33.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cinco segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú
- Negocio de Generación y Transmisión en Centro América

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Enel Green Power Argentina S.A.; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Fortaleza, Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, Chinango y Enel Green Power Perú S.A.C. y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Green Power Guatemala S.A. y Enel Green Power Panamá S.R.L.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	2.400.678	1.940.708	6.234.066	4.934.818	(48.216)	186.953	8.586.528	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	984.744	764.320	577.128	466.372	201.425	165.561	1.763.297	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	152.189	157.768	91.512	77.710	43.658	76.552	287.359	312.030
Otros activos no financieros, corriente	125.494	142.715	779.706	640.755	44.617	45.290	949.817	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	559.363	468.470	4.169.861	3.216.126	39.425	26.545	4.768.649	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	428.946	220.992	44.682	30.074	(437.912)	(177.307)	35.716	73.759
Inventarios corrientes	117.641	108.127	524.469	429.395	1.677	754	643.787	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	32.301	78.316	46.144	73.866	58.894	49.558	137.339	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	-	-	564	520	-	-	564	520
ACTIVOS NO CORRIENTES	12.010.852	10.275.479	18.537.940	16.146.273	1.131.547	1.474.707	31.680.339	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	536.918	506.387	3.560.628	2.911.429	102.051	55.360	4.199.597	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	139.943	125.676	3.545.573	3.013.019	8.780	6.726	3.694.296	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	230.326	244.390	407.673	467.016	23.442	13.445	661.441	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	53.007	53.410	24	26	(53.007)	(53.410)	24	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.082.131	402.308	14.913	13.748	(1.094.743)	(413.687)	2.301	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	454.820	409.293	4.928.167	4.205.651	174.955	141.326	5.557.942	4.756.270
Plusvalía	4.034	3.833	-	-	1.676.190	1.466.392	1.680.224	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	9.212.794	8.269.946	4.984.732	4.626.574	133.251	101.008	14.330.777	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	7.352	6.272	-	-	7.352	6.272
Activos por derecho de uso	229.112	191.230	129.931	112.756	27.288	23.967	386.331	327.953
Activos por impuestos diferidos	67.767	69.006	958.947	789.782	133.340	133.580	1.160.054	992.368
TOTAL ACTIVOS	14.411.530	12.216.187	24.772.006	21.081.091	1.083.331	1.661.660	40.266.867	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	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	2.753.729	1.942.219	7.955.235	6.242.563	(888.073)	(389.248)	9.820.891	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	412.069	286.850	952.958	753.298	653.430	192.686	2.018.457	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	18.481	21.519	37.070	36.795	3.629	2.373	59.180	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	848.314	966.843	4.335.903	3.767.621	184.521	177.666	5.368.738	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.238.041	419.864	2.158.403	1.342.862	(1.785.779)	(807.019)	1.610.665	955.707
Otras provisiones corrientes	36.599	29.711	155.085	134.918	242	215	191.926	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	125.171	157.031	72.742	22.685	219	3.344	198.132	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	75.054	60.401	243.074	184.384	55.665	41.487	373.793	286.272
PASIVOS NO CORRIENTES	2.290.370	2.170.984	10.293.232	9.154.908	817.279	807.419	13.400.881	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	1.396.424	1.304.390	3.108.959	2.782.559	830.489	830.634	5.335.872	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	102.216	84.031	80.046	82.232	24.116	21.628	206.378	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	7.921	9.746	3.160.841	2.678.438	2.128	883	3.170.890	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	99.533	104.447	1.001.164	998.873	(32.937)	(40.822)	1.067.760	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	130.425	132.432	832.101	705.375	1.195	1.012	963.721	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	459.459	443.996	440.540	443.742	(10.101)	(8.338)	889.898	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26.741	25.503	1.600.039	1.395.556	2.389	2.422	1.629.169	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	67.651	66.439	69.542	68.133	-	-	137.193	134.572
PATRIMONIO NETO	9.367.431	8.102.984	6.523.539	5.683.620	1.154.125	1.243.489	17.045.095	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.367.431	8.102.984	6.523.539	5.683.620	1.154.125	1.243.489	14.463.115	12.832.657
Capital emitido y pagado	5.983.833	5.636.230	3.633.987	2.972.017	6.181.679	7.191.252	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	878.262	1.195.679	(499.137)	(270.485)	5.757.092	4.843.497	6.136.217	5.768.691
Primas de emisión	34.421	337.107	-	46.819	(34.421)	(383.926)	-	-
Acciones propias en cartera	(59)	(50)	-	-	(213)	(222)	(272)	(272)
Otras reservas	2.470.974	934.018	3.388.689	2.935.269	(10.750.012)	(10.407.112)	(7.472.329)	(8.735.261)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.581.980	2.197.436
Total Patrimonio Neto y Pasivos	14.411.530	12.216.187	24.772.006	21.081.091	1.083.331	1.661.660	40.266.867	34.958.938

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	940.804	866.378	3.027.629	2.598.300	(174.443)	(189.806)	3.793.990	3.274.872
Ingresos de actividades ordinarias	930.756	857.052	2.616.104	2.347.005	(195.866)	(189.720)	3.350.994	3.014.337
Ventas de energía	906.084	835.617	2.150.514	1.955.735	(187.778)	(176.049)	2.868.820	2.615.303
Otras ventas	8.402	7.466	5.985	1.873	80	2	14.467	9.341
Otras prestaciones de servicios	16.270	13.969	459.605	389.397	(8.168)	(13.673)	467.707	389.693
Otros ingresos	10.048	9.326	411.525	251.295	21.423	(86)	442.996	260.535
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(334.483)	(479.118)	(2.040.395)	(1.784.960)	184.714	188.700	(2.190.164)	(2.075.378)
Compras de energía	(200.396)	(356.016)	(1.463.869)	(1.341.246)	189.124	174.230	(1.475.141)	(1.523.032)
Consumo de combustible	(31.843)	(34.952)	(3.433)	(23)	-	-	(35.276)	(34.975)
Gastos de transporte	(78.209)	(61.797)	(200.691)	(219.088)	14.211	15.089	(264.689)	(265.796)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(24.035)	(26.353)	(372.402)	(224.603)	(18.621)	(619)	(415.058)	(251.575)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	606.321	387.260	987.234	813.340	10.271	(1.106)	1.603.826	1.199.494
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.488	514	51.256	36.198	2.802	-	57.546	36.712
Gastos por beneficios a los empleados	(35.292)	(25.001)	(140.266)	(149.251)	(13.317)	(5.183)	(188.875)	(179.435)
Otros gastos, por naturaleza	(61.173)	(30.862)	(232.243)	(220.705)	(13.264)	(16.059)	(306.680)	(267.626)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	513.344	331.911	665.981	479.582	(13.508)	(22.348)	1.165.817	789.145
Gasto por depreciación y amortización	(95.980)	(56.519)	(170.008)	(163.926)	(1.534)	(756)	(267.522)	(221.201)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(22)	-	-	-	-	-	(22)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(416)	(68)	(95.222)	(49.781)	(370)	-	(96.008)	(49.849)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	416.926	275.324	400.751	265.875	(15.412)	(23.104)	802.265	518.095
RESULTADO FINANCIERO	8.657	(27.952)	(127.226)	(84.756)	11.165	(15.784)	(107.404)	(128.492)
Ingresos financieros	23.757	16.915	70.136	36.510	2.738	(730)	96.631	52.695
Efectivo y otros medios equivalentes	15.569	9.230	7.575	4.729	2.259	1.434	25.403	15.393
Otros ingresos financieros	8.188	7.685	62.561	31.781	479	(2.164)	71.228	37.302
Costos financieros	(17.659)	(28.131)	(310.212)	(172.861)	(19.103)	2.120	(346.974)	(198.872)
Préstamos bancarios	(16.801)	(640)	(21.233)	(25.201)	(1.106)	(1.097)	(39.140)	(26.938)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(22.896)	(14.608)	(39.279)	(26.730)	(6.067)	(6.166)	(68.242)	(47.504)
Otros	22.038	(12.883)	(249.700)	(120.930)	(11.930)	9.383	(239.582)	(124.430)
Resultados por Unidades de Reajuste	(44.378)	(34.766)	109.449	54.723	(7.977)	1.309	57.094	21.266
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	46.937	18.030	3.401	(3.128)	35.507	(18.483)	85.845	(3.581)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	(44)	101	(44)	101
Otras ganancias (pérdidas)	24	-	474	52	(11)	-	487	52
Resultado de Otras Inversiones	-	-	472	51	-	-	472	51
Resultados en Ventas de Activos	24	-	2	1	(11)	-	15	1
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	425.607	247.372	273.999	181.171	(4.302)	(38.787)	695.304	389.756
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(110.478)	(71.146)	(91.787)	(49.707)	(20.312)	19.493	(222.577)	(101.360)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	315.129	176.226	182.212	131.464	(24.614)	(19.294)	472.727	288.396
GANANCIA (PERDIDA)	315.129	176.226	182.212	131.464	(24.614)	(19.294)	472.727	288.396
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	315.129	176.226	182.212	131.464	(24.614)	(19.294)	472.727	288.396
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	365.869	183.280
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	106.858	105.116

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	45.819	233.145	237.556	54.033	(82.351)	(9.098)	201.024	278.080
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(18.373)	(47.030)	(506.554)	(343.404)	(168.829)	(11.751)	(693.756)	(402.185)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	67.672	(206.615)	302.129	51.495	312.560	63.771	682.361	(91.349)

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.

33.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS																
ACTIVOS CORRIENTES	687.582	445.620	638.677	617.133	6.167.088	4.804.124	1.164.672	657.247	567.843	550.690	318.936	290.651	(958.270)	(302.986)	8.586.528	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.771	124.187	73.998	63.620	941.999	757.875	307.644	156.714	200.962	140.835	230.923	153.022	-	-	1.763.297	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	4.154	146	150.706	145.102	116.670	89.881	15.258	76.750	225	61	346	90	-	-	287.359	312.030
Otros activos no financieros, corriente	4.645	4.484	27.397	30.526	766.990	655.856	26.319	13.731	115.655	115.248	8.611	8.915	-	-	949.817	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.401	1.585	306.443	312.034	3.804.777	2.822.353	420.047	328.827	178.611	182.201	54.709	64.015	2.661	126	4.788.649	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	660.085	305.735	1.697	1.694	9.339	6.885	303.997	1.662	5.701	4.930	15.828	55.965	(960.931)	(303.112)	35.716	73.759
Inventarios corrientes	-	-	66.639	55.911	415.978	342.555	89.211	76.415	65.021	56.516	6.938	6.879	-	-	643.787	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.526	9.483	11.797	8.246	111.335	128.719	1.632	2.628	1.468	50.899	1.581	1.765	-	-	137.339	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	-	-	-	-	-	-	564	520	-	-	-	-	-	-	564	520
ACTIVOS NO CORRIENTES	17.080.011	16.425.543	2.946.430	2.810.065	19.249.896	16.352.912	4.715.794	4.253.624	2.847.289	2.670.200	1.396.250	1.406.373	(16.555.331)	(16.022.258)	31.680.339	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	-	-	24.995	26.194	3.970.277	3.326.017	90.752	6.718	292	12	113.281	114.235	-	-	4.199.597	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	4.732	5.157	790	831	3.582.149	3.041.765	34.292	27.954	37.945	36.068	34.388	33.646	-	-	3.694.296	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	46	43	215.932	226.424	423.568	470.304	20.355	20.201	-	-	1.540	7.879	-	-	661.441	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	468.152	245.049	24	26	-	-	-	-	-	-	-	-	(468.152)	(245.049)	24	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16.592.912	16.172.024	329.120	309.908	-	-	-	118	10.033	10.033	288.385	288.385	(17.218.149)	(16.778.099)	2.301	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	92.794	86.948	5.108.620	4.322.605	172.463	165.571	87.851	82.872	96.214	98.274	-	-	5.557.942	4.756.270
Plusvalía	-	-	-	-	540.114	460.793	5.106	4.709	2.876	2.675	1.158	1.158	1.130.970	1.000.890	1.680.224	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.258.667	2.143.757	4.402.060	3.670.373	4.314.096	3.963.160	2.508.131	2.371.121	847.823	849.117	-	-	14.330.777	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.352	6.272	-	-	-	-	-	-	-	-	7.352	6.272
Activos por derecho de uso	-	-	47	49	125.674	117.760	78.296	60.872	171.498	138.295	10.816	10.977	-	-	386.331	327.953
Activos por impuestos diferidos	14.169	3.270	24.061	15.928	1.090.082	937.023	434	4.321	28.663	29.124	2.645	2.702	-	-	1.160.054	992.368
TOTAL ACTIVOS	17.767.593	16.871.163	3.685.107	3.427.198	25.416.984	21.157.036	5.880.466	4.910.871	3.415.132	3.220.890	1.715.186	1.697.024	(17.513.601)	(16.325.244)	40.266.867	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\$

Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES	1.290.382	130.647	1.078.445	1.010.729	5.382.180	4.979.138	2.194.677	1.026.528	756.551	749.910	78.216	72.238	(959.560)	(173.656)	9.820.891	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	439.111	9.914	9.343	5.756	688.860	552.177	572.588	372.308	308.555	292.679	-	-	-	-	2.018.457	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	15	14	27.110	23.393	10.484	9.246	20.913	27.366	658	668	-	-	59.180	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31.349	25.629	911.499	866.558	3.284.279	3.230.087	866.618	467.335	239.902	276.187	34.992	22.601	99	23.733	5.368.738	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	816.695	94.134	39.444	38.322	1.002.930	897.617	558.640	27.518	118.423	62.475	34.192	33.030	(959.659)	(197.389)	1.610.665	955.707
Otras provisiones corrientes	54	54	45.247	49.900	92.477	76.248	43.660	30.974	10.488	7.668	-	-	-	-	191.926	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	35.349	13.882	22.491	13.703	118.737	87.273	13.585	53.643	7.970	14.559	-	-	198.132	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	3.173	916	37.548	36.297	264.033	185.913	23.950	31.874	44.685	29.892	404	1.380	-	-	373.793	286.272
PASIVOS NO CORRIENTES	592.974	594.560	648.305	651.831	10.060.207	8.551.717	1.464.513	1.513.850	944.689	909.570	157.551	157.224	(467.358)	(245.441)	13.400.881	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	590.587	590.081	34.723	36.210	2.978.324	2.525.836	1.154.370	1.213.912	577.868	551.544	-	-	-	-	5.335.872	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	19	24	104.764	99.943	68.053	53.588	22.592	23.212	10.950	11.124	-	-	206.378	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	53.401	53.914	3.115.562	2.633.688	950	874	977	591	-	-	-	-	3.170.890	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	1.435.585	1.203.492	-	-	2.890	7.804	96.643	96.643	(467.358)	(245.441)	1.067.760	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	17.920	19.116	815.820	685.669	67.032	74.773	55.394	51.819	7.555	7.442	-	-	963.721	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	(1)	2.057	462.808	459.883	42.855	41.194	82.011	83.284	280.158	251.287	42.069	41.695	-	-	889.898	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.388	2.422	17.190	17.231	1.512.415	1.311.654	92.097	87.419	4.745	4.435	334	320	-	-	1.629.169	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	62.244	65.453	54.882	50.241	-	-	20.067	18.878	-	-	-	-	137.193	134.572
PATRIMONIO NETO	15.884.237	16.145.956	1.858.357	1.764.638	9.974.597	7.626.181	2.221.276	2.370.493	1.713.892	1.561.410	1.479.419	1.467.562	(16.086.683)	(15.906.147)	17.045.095	15.030.093
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	15.884.237	16.145.956	1.858.357	1.764.638	9.974.597	7.626.181	2.221.276	2.370.493	1.713.892	1.561.410	1.479.419	1.467.562	(16.086.683)	(15.906.147)	14.463.115	12.802.289
Capital emitido y pagado	15.811.619	16.512.785	1.803.841	1.733.076	7.619.850	5.830.987	174.553	167.712	1.733.689	1.632.426	997.095	997.095	(12.341.148)	(11.074.582)	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.737.212	3.290.142	(1.103.609)	(1.075.881)	1.067.056	726.440	339.698	843.648	160.130	116.498	419.680	407.820	1.516.050	1.460.024	6.136.217	5.768.691
Primas de emisión	-	-	-	-	628.869	536.514	30.172	380.242	1.593	1.493	-	-	(680.634)	(918.239)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	(272)	-	-	(23.364)	(19.933)	-	-	-	-	-	-	23.364	19.933	(272)	(272)
Otras reservas	(3.664.322)	(3.656.699)	1.158.125	1.107.443	682.186	552.173	1.676.853	978.891	(181.520)	(188.997)	62.644	62.647	(4.624.315)	(5.393.283)	(7.472.329)	(8.765.629)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.581.980	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	17.767.593	16.871.163	3.585.107	3.427.198	25.416.984	21.157.036	5.880.466	4.910.871	3.415.132	3.220.890	1.715.186	1.697.024	(17.513.601)	(16.325.244)	40.266.867	34.958.938

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

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Pais	Primeros tres meses															
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
INGRESOS	141	23	235.871	199.325	2.374.900	2.137.800	744.905	611.108	372.348	326.623	66.230	-	(5)	(7)	3.793.990	3.274.872
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	230.496	197.137	1.970.334	1.888.752	719.185	602.766	364.759	326.682	66.220	-	-	-	3.350.994	3.014.337
Ventas de energía	-	-	219.555	191.614	1.729.844	1.703.832	503.814	408.080	350.337	310.777	65.270	-	-	-	2.868.820	2.615.303
Otras ventas	-	-	621	584	72	-	10.710	5.056	3.064	3.701	-	-	-	-	14.467	9.341
Otras prestaciones de servicios	-	-	10.320	4.939	240.418	184.920	204.661	188.630	11.358	11.204	950	-	-	-	467.707	389.693
Otros ingresos	141	23	5.375	2.188	404.166	249.048	25.720	8.342	7.589	941	10	(5)	(7)	7.589	442.996	260.535
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(18)	(37)	(133.007)	(110.510)	(1.520.593)	(1.562.488)	(330.553)	(243.987)	(174.034)	(158.355)	(31.959)	-	-	-	(2.190.164)	(2.075.376)
Compras de energía	-	-	(116.070)	(98.830)	(1.011.379)	(1.176.487)	(194.210)	(128.967)	(127.129)	(118.748)	(26.353)	-	-	-	(1.475.141)	(1.523.032)
Consumo de combustible	-	-	(171)	(195)	(12.600)	(16.813)	(8.123)	(5.353)	(14.382)	(12.614)	-	-	-	-	(35.276)	(34.975)
Gastos de transporte	-	-	(2.880)	(4.575)	(158.320)	(175.716)	(77.255)	(70.601)	(21.240)	(14.904)	(4.994)	-	-	-	(264.689)	(265.796)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(18)	(37)	(13.866)	(6.910)	(338.294)	(193.473)	(50.965)	(39.066)	(11.283)	(12.069)	(612)	-	-	-	(415.058)	(251.575)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	123	(14)	102.864	88.815	853.907	575.311	414.352	367.121	198.314	168.268	34.271	-	(5)	(7)	1.603.826	1.199.494
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	14.074	7.539	31.030	18.355	8.319	8.339	4.123	2.479	-	-	-	-	57.546	36.712
Gastos por beneficios a los empleados	(1.473)	(1.526)	(47.675)	(37.995)	(93.473)	(100.269)	(25.528)	(24.245)	(17.499)	(15.400)	(3.227)	-	-	-	(188.875)	(179.435)
Otros gastos, por naturaleza	(5.296)	(4.096)	(47.531)	(34.521)	(199.591)	(175.393)	(34.937)	(33.594)	(24.672)	(20.029)	(4.658)	-	-	7	(306.680)	(267.626)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(6.646)	(5.636)	21.732	23.838	601.873	318.004	382.206	317.621	160.266	135.318	26.386	-	-	-	1.165.817	789.145
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(42.258)	(49.741)	(136.405)	(96.816)	(49.099)	(47.197)	(30.160)	(27.447)	(9.600)	-	-	-	(267.522)	(221.201)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	-	-	(22)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(7.613)	(4.413)	(80.240)	(99.730)	(4.950)	(3.212)	(3.205)	(2.494)	-	-	-	-	(96.008)	(49.849)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(6.646)	(5.636)	(28.139)	(30.316)	385.228	181.458	308.157	267.212	126.879	105.377	16.786	-	-	-	802.265	518.095
RESULTADO FINANCIERO	(27.820)	(2.927)	15.035	5.705	229	(135.305)	(32.022)	(22.692)	(1.932)	(8.010)	88	-	(60.982)	34.637	(107.404)	(128.492)
Ingresos financieros	4.499	5.184	16.566	17.142	71.060	30.962	4.917	3.265	2.991	1.305	1.211	-	(4.013)	(5.163)	96.631	52.695
Efectivo y otros medios equivalentes	394	21	10.688	12.764	12.338	1.149	1.421	1.370	548	89	14	-	-	-	25.403	15.393
Otros ingresos financieros	4.105	5.163	5.878	4.378	58.722	29.813	3.496	1.895	1.843	1.216	1.197	-	(4.013)	(5.163)	71.228	37.302
Costos financieros	(16.074)	(11.688)	(72.026)	(42.597)	(215.290)	(118.378)	(84.854)	(23.669)	(11.337)	(7.703)	(1.406)	-	4.013	5.163	(346.974)	(198.872)
Préstamos bancarios	(882)	(908)	(12)	(327)	(29.191)	(21.820)	(6.892)	(2.589)	(2.163)	(1.294)	-	-	-	-	(39.140)	(26.938)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(6.066)	(6.166)	-	-	(31.862)	(17.113)	(25.256)	(18.824)	(5.058)	(5.401)	-	-	-	-	(68.242)	(47.504)
Otros	(9.126)	(4.614)	(72.014)	(42.270)	(154.237)	(79.445)	(2.706)	(2.256)	(4.116)	(1.008)	(1.406)	-	4.013	5.163	(239.592)	(124.430)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	57.094	21.265	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.094	21.265
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(16.245)	3.577	13.401	9.894	144.469	(47.889)	(2.085)	(2.188)	7.014	(1.612)	283	-	(60.982)	34.637	65.845	(3.581)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	(44)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44)	101
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	472	51	21	-	2	1	3	-	(11)	-	487	52
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	472	51	-	-	-	-	-	-	-	-	472	51
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	-	21	-	2	1	3	-	(11)	-	15	1
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(34.510)	(8.462)	(13.104)	(24.611)	385.929	46.204	276.156	244.620	124.949	97.368	16.877	-	(60.993)	34.637	695.304	389.756
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	10.220	(712)	6.454	18.813	(107.147)	(16.049)	(93.547)	(69.292)	(33.538)	(34.120)	(5.019)	-	-	-	(222.577)	(101.360)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(24.290)	(9.174)	(6.650)	(5.798)	278.782	30.155	182.609	175.328	91.411	63.248	11.858	-	(60.993)	34.637	472.727	288.396
GANANCIA (PERDIDA)	(24.290)	(9.174)	(6.650)	(5.798)	278.782	30.155	182.609	175.328	91.411	63.248	11.858	-	(60.993)	34.637	472.727	288.396
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(24.290)	(9.174)	(6.650)	(5.798)	278.782	30.155	182.609	175.328	91.411	63.248	11.858	-	(60.993)	34.637	472.727	288.396
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365.869	183.280
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106.858	105.116

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Pais	Primeros tres meses															
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(7.076)	(9.399)	74.866	90.122	(263.608)	(173.943)	229.363	262.903	127.403	107.273	40.710	-	(634)	1.124	201.024	278.080
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(787.316)	48.112	(59.772)	(56.652)	(445.957)	(150.525)	(157.319)	(123.529)	(69.914)	(67.376)	37.190	-	789.332	(52.215)	(693.756)	(402.185)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	678.347	(26.463)	(785)	(1.885)	758.538	149.911	43.119	(251.386)	(8.161)	(12.619)	(1)	-	(788.696)	51.093	682.361	(91.349)

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

33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	349.764	341.299	736.232	786.002	654.435	187.002	341.573	335.969	318.936	290.651	(262)	(215)	2.400.678	1.940.708	
Efectivo y equivalentes al efectivo	57.752	50.719	363.562	417.963	203.168	62.443	129.339	80.173	230.923	153.022	-	-	984.744	764.320	
Otros activos financieros corrientes	104.064	110.340	46.466	34.053	1.094	13.267	219	18	346	90	-	-	152.169	157.768	
Otros activos no financieros, corriente	15.535	13.328	20.994	34.081	8.670	4.393	71.684	81.998	8.611	8.915	-	-	125.494	142.715	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	97.798	98.619	215.039	155.202	113.939	80.857	77.872	69.769	54.709	64.015	6	8	559.363	468.470	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	17.373	19.263	59.600	117.535	303.194	1.024	33.219	27.428	15.828	55.965	(268)	(223)	428.946	220.992	
Inventarios corrientes	48.478	43.587	10.490	8.613	23.712	23.135	28.023	25.913	6.938	6.879	-	-	117.641	108.127	
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.764	5.443	20.081	18.555	658	1.893	1.217	50.670	1.581	1.765	-	-	32.301	78.316	
ACTIVOS NO CORRIENTES	613.339	618.490	5.082.154	4.292.782	3.320.717	2.438.355	1.598.392	1.519.479	1.396.250	1.406.373	-	-	12.010.852	10.275.479	
Otros activos financieros no corrientes	24.990	26.189	398.227	365.845	128	118	292	-	113.281	114.235	-	-	536.918	506.387	
Otros activos no financieros no corrientes	745	782	57.124	46.944	9.741	8.236	37.945	36.068	34.388	33.646	-	-	139.943	125.676	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	215.584	226.047	7.637	6.515	5.565	3.949	-	-	1.540	7.879	-	-	230.326	244.390	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8.726	11.199	-	-	-	-	44.281	42.211	-	-	-	-	53.007	53.410	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.075	1.158	62.895	53.658	669.213	2.081	60.563	57.026	288.385	288.385	-	-	1.082.131	402.308	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.931	12.963	248.461	205.812	65.472	63.225	30.742	29.019	96.214	98.274	-	-	454.820	409.293	
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.876	2.675	1.158	1.158	-	-	4.034	3.833	
Propiedades, planta y equipo	332.794	331.081	4.236.033	3.542.071	2.526.488	2.330.673	1.269.656	1.217.004	847.823	849.117	-	-	9.212.794	8.269.946	
Activos por derecho de uso	-	-	50.697	43.822	44.119	30.073	123.480	106.358	10.816	10.977	-	-	229.112	191.230	
Activos por impuestos diferidos	15.494	9.071	21.080	28.115	(9)	-	28.557	29.118	2.645	2.702	-	-	67.767	69.006	
TOTAL ACTIVOS	963.103	959.789	5.818.386	5.078.784	3.975.152	2.625.357	1.939.965	1.855.448	1.715.186	1.697.024	(262)	(215)	14.411.530	12.216.187	

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021						
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	123.275	147.137	1.095.950	971.751	1.129.406	444.371	327.144	306.937	78.216	72.238	(262)	(215)	2.753.729	1.942.219	
Otros pasivos financieros corrientes	9.343	5.756	75.812	61.544	261.106	151.919	65.808	67.631	-	-	-	-	412.069	286.850	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	5.974	4.633	5.144	4.974	6.705	11.244	658	668	-	-	18.481	21.519	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.489	68.361	278.958	594.020	391.748	172.812	99.127	109.049	34.992	22.601	-	-	848.314	966.843	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	36.598	34.673	690.352	280.513	341.674	16.305	135.287	55.358	34.192	33.030	(262)	(215)	1.238.041	419.864	
Otras provisiones corrientes	482	6.629	191	163	33.350	20.259	2.576	2.660	-	-	-	-	36.599	29.711	
Pasivos por impuestos corrientes	15.203	13.775	8.812	13.672	90.397	67.973	2.789	47.052	7.970	14.559	-	-	125.171	157.031	
Otros pasivos no financieros corrientes	18.160	17.743	35.851	17.206	5.787	10.129	14.852	13.943	404	1.380	-	-	75.054	60.401	
PASIVOS NO CORRIENTES	130.581	133.970	935.524	779.011	573.657	614.399	493.057	486.380	157.551	157.224	-	-	2.290.370	2.170.984	
Otros pasivos financieros no corrientes	34.723	36.210	814.042	676.689	377.840	419.434	169.819	172.057	-	-	-	-	1.396.424	1.304.390	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	46.953	40.152	38.086	26.329	6.227	6.426	10.950	11.124	-	-	102.216	84.031	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	7.222	9.103	699	643	-	-	-	-	-	-	7.921	9.746	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	2.890	7.804	96.643	96.643	-	-	99.533	104.447	
Otras provisiones no corrientes	50	54	11.653	8.569	56.219	64.963	54.948	51.404	7.555	7.442	-	-	130.425	132.432	
Pasivo por impuestos diferidos	54.127	54.384	44.087	34.870	80.147	83.284	239.029	229.763	42.069	41.695	-	-	459.459	443.996	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	4.219	4.034	-	-	20.666	19.746	1.522	1.403	334	320	-	-	26.741	25.503	
Otros pasivos no financieros no corrientes	37.462	39.288	11.567	9.628	-	-	18.622	17.523	-	-	-	-	67.651	66.439	
PATRIMONIO NETO	709.247	678.682	3.786.912	3.328.022	2.272.089	1.566.587	1.119.764	1.062.131	1.479.419	1.467.562	-	-	9.367.431	8.102.984	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	709.247	678.682	3.786.912	3.328.022	2.272.089	1.566.587	1.119.764	1.062.131	1.479.419	1.467.562	-	-	9.367.431	8.102.984	
Capital emitido y pagado	645.426	623.259	3.151.758	2.887.438	174.557	164.398	1.014.997	964.040	997.095	997.095	-	-	5.983.833	5.636.230	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(131.491)	(126.251)	440.181	283.482	63.265	526.401	86.627	104.227	419.680	407.820	-	-	878.262	1.195.679	
Primas de emisión	-	-	-	-	30.461	333.423	3.960	3.684	-	-	-	-	34.421	337.107	
Acciones propias en cartera	-	-	(59)	(50)	-	-	-	-	-	-	-	-	(59)	(50)	
Otras reservas	195.312	181.674	195.032	157.152	2.003.806	542.365	14.180	(9.820)	62.644	62.647	-	-	2.470.974	934.018	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	963.103	959.789	5.816.386	5.078.784	3.975.152	2.625.357	1.939.965	1.855.448	1.715.186	1.697.024	(262)	(215)	14.411.530	12.216.187	

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Generación y Transmisión													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
Pais														
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
INGRESOS	47.161	42.698	322.742	405.559	335.955	290.335	168.720	127.786	66.230	-	(4)	-	940.804	866.378
Ingresos de actividades ordinarias	46.353	42.623	321.494	401.631	334.298	285.041	162.391	127.757	66.220	-	-	-	930.756	857.052
Ventas de energía	48.166	42.269	307.309	388.256	328.746	280.783	158.593	124.309	65.270	-	-	-	906.084	835.617
Otras ventas	(45)	65	-	-	5.524	4.223	2.923	3.178	-	-	-	-	8.402	7.466
Otras prestaciones de servicios	232	289	14.185	13.375	28	35	875	270	950	-	-	-	16.270	13.969
Otros ingresos	808	75	1.248	3.928	1.657	5.294	6.329	29	10	-	(4)	-	10.048	9.326
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(2.753)	(3.780)	(131.460)	(345.892)	(115.451)	(94.206)	(52.860)	(35.240)	(31.959)	-	-	-	(334.483)	(479.118)
Compras de energía	(335)	(35)	(100.277)	(320.577)	(59.402)	(30.572)	(14.029)	(4.832)	(26.353)	-	-	-	(200.396)	(356.016)
Consumo de combustible	(171)	(195)	(12.601)	(16.790)	(4.689)	(5.353)	(14.382)	(12.614)	-	-	-	-	(31.843)	(34.952)
Gastos de transporte	(35)	(1.273)	(16.600)	(6.117)	(35.340)	(39.503)	(21.240)	(14.904)	(4.994)	-	-	-	(78.209)	(61.797)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.212)	(2.277)	(1.982)	(2.408)	(16.020)	(18.778)	(3.209)	(2.890)	(612)	-	-	-	(24.035)	(26.353)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	44.408	38.918	191.282	59.667	220.504	196.129	115.860	92.546	34.271	-	(4)	-	606.321	387.260
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	172	8	1.948	-	927	445	441	61	-	-	-	-	3.488	514
Gastos por beneficios a los empleados	(9.257)	(7.835)	(5.836)	(3.097)	(8.772)	(7.208)	(8.200)	(6.861)	(3.227)	-	-	-	(35.292)	(25.011)
Otros gastos, por naturaleza	(8.750)	(9.218)	(22.181)	(3.950)	(13.632)	(8.974)	(11.956)	(8.720)	(4.658)	-	4	-	(61.173)	(30.862)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	26.573	21.873	165.213	52.620	199.027	180.392	96.145	77.026	26.386	-	-	-	513.344	331.911
Gasto por depreciación y amortización	(21.508)	(21.646)	(32.943)	(4.593)	(17.183)	(16.986)	(14.746)	(13.292)	(9.600)	-	-	-	(95.980)	(56.519)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	-	-	(22)	-
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	56	(126)	(464)	28	(8)	30	-	-	-	-	(416)	(68)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	5.065	227	132.326	47.901	181.380	163.432	81.369	63.764	16.786	-	-	-	416.926	275.324
RESULTADO FINANCIERO	(19.457)	(1.125)	45.781	(17.729)	(18.808)	(9.053)	1.053	(45)	88	-	-	-	8.657	(27.952)
Ingresos financieros	12.629	12.901	9.102	2.903	730	883	85	228	1.211	-	-	-	23.757	16.915
Efectivo y otros medios equivalentes	6.717	7.969	7.528	598	1.037	589	273	74	14	-	-	-	15.569	9.230
Otros ingresos financieros	5.912	4.932	1.574	2.305	(307)	294	(188)	154	1.197	-	-	-	8.188	7.685
Costos financieros	(4.073)	(1.759)	6.259	(16.243)	(14.702)	(9.215)	(3.737)	(914)	(1.406)	-	-	-	(17.659)	(28.131)
Préstamos bancarios	(9)	(20)	(12.645)	-	(3.379)	(469)	(768)	(151)	-	-	-	-	(16.801)	(640)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(4.926)	(4.796)	(17.703)	(9.541)	(267)	(271)	-	-	-	-	(22.896)	(14.608)
Otros	(4.064)	(1.739)	23.830	(11.447)	6.380	795	(2.702)	(492)	(1.406)	-	-	-	22.038	(12.883)
Resultados por Unidades de Reajuste	(44.378)	(34.766)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.378)	(34.766)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	16.365	22.499	30.420	(4.389)	(4.836)	(721)	4.705	641	283	-	-	-	46.937	18.030
Positivas	27.960	67.648	55.447	-	(2.241)	2.108	5.918	7.336	1.062	-	-	-	88.146	77.092
Negativas	(11.595)	(45.149)	(25.027)	(4.389)	(2.595)	(2.829)	(1.213)	(6.695)	(779)	-	-	-	(41.209)	(59.062)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	21	-	-	-	3	-	-	-	24	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	21	-	-	-	3	-	-	-	24	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(14.392)	(898)	178.107	30.172	162.593	154.379	82.422	63.719	16.877	-	-	-	425.607	247.372
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	5.883	3.628	(37.575)	(10.981)	(53.878)	(43.913)	(19.889)	(19.880)	(5.019)	-	-	-	(110.478)	(71.146)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(8.509)	2.730	140.532	19.191	108.715	110.466	62.533	43.839	11.858	-	-	-	315.129	176.226
GANANCIA (PÉRDIDA)	(8.509)	2.730	140.532	19.191	108.715	110.466	62.533	43.839	11.858	-	-	-	315.129	176.226
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(8.509)	2.730	140.532	19.191	108.715	110.466	62.533	43.839	11.858	-	-	-	315.129	176.226

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Generación y Transmisión													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
Pais														
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	16.822	12.312	(188.221)	28.916	112.372	135.052	64.136	56.865	40.710	-	-	-	45.819	233.145
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(8.414)	11.164	36.352	(6.488)	(60.128)	(25.390)	(23.373)	(26.316)	37.190	-	-	-	(18.373)	(47.030)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(785)	(1.885)	(7.214)	9.066	74.004	(209.761)	1.668	(4.035)	(1)	-	-	-	67.672	(206.815)

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

b) Distribución

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
ACTIVOS													
ACTIVOS CORRIENTES	276.612	272.122	5.213.793	4.033.868	522.191	420.426	221.470	208.451	-	(49)	6.234.066	4.934.818	
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.112	6.404	399.653	310.415	102.381	92.356	68.982	57.197	-	-	577.128	466.372	
Otros activos financieros corrientes	31.490	22.482	59.294	53.501	722	1.684	6	43	-	-	91.512	77.710	
Otros activos no financieros, corriente	11.682	17.087	736.263	609.241	17.584	9.295	14.177	5.132	-	-	779.706	640.755	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	208.644	213.415	3.555.764	2.642.513	305.075	247.884	100.378	112.269	-	45	4.169.861	3.216.126	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	523	410	13.076	11.118	30.113	15.407	970	3.233	-	(94)	44.682	30.074	
Inventarios corrientes	18.161	12.324	403.852	333.214	65.499	53.280	36.957	30.577	-	-	524.469	429.395	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	45.891	73.866	253	-	-	-	-	-	46.144	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	-	-	-	-	564	520	-	-	-	-	564	520	
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.005.248	1.887.183	13.210.278	11.210.471	1.981.507	1.811.019	1.340.907	1.237.600	-	-	18.537.940	16.146.273	
Otros activos financieros no corrientes	5	5	3.543.455	2.904.813	17.168	6.599	-	12	-	-	3.560.628	2.911.429	
Otros activos no financieros no corrientes	45	49	3.523.171	2.993.253	22.357	19.717	-	-	-	-	3.545.573	3.013.019	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	349	377	392.535	450.387	14.789	16.252	-	-	-	-	407.673	467.016	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	24	26	-	-	-	-	-	-	-	-	24	26	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	153	135	-	-	14.760	13.613	-	-	-	-	14.913	13.748	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	78.863	73.985	4.688.872	3.978.918	105.122	100.569	55.310	52.179	-	-	4.928.167	4.205.651	
Propiedades, planta y equipo	1.925.762	1.812.557	33.883	28.059	1.787.608	1.632.486	1.237.479	1.153.472	-	-	4.984.732	4.626.574	
Propiedad de inversión	-	-	7.352	6.272	-	-	-	-	-	-	7.352	6.272	
Activos por derecho de uso	47	49	62.171	62.826	19.694	17.944	48.019	31.937	-	-	129.931	112.756	
Activos por impuestos diferidos	-	-	958.839	785.943	9	3.839	99	-	-	-	958.947	789.782	
TOTAL ACTIVOS	2.281.860	2.159.305	18.424.071	15.244.339	2.503.698	2.231.445	1.562.377	1.446.051	-	(49)	24.772.006	21.081.091	

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución											
	Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021	al 31.03.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES	987.689	902.066	5.611.862	4.474.546	1.025.843	550.502	329.841	315.498	-	(49)	7.955.235	6.242.563
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	567.760	463.072	309.345	220.389	75.853	69.837	-	-	952.958	753.298
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	14	19.179	17.378	3.668	3.281	14.208	16.122	-	-	37.070	36.795
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	867.619	797.949	2.888.637	2.538.667	439.600	264.665	140.047	166.340	-	-	4.335.903	3.767.621
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	36.027	42.444	1.854.311	1.249.196	216.805	15.602	51.260	35.669	-	(49)	2.158.403	1.342.862
Otras provisiones corrientes	44.764	43.269	92.099	75.926	10.310	10.715	7.912	5.008	-	-	155.085	134.918
Pasivos por impuestos corrientes	20.064	-	13.638	-	28.244	16.094	10.796	6.591	-	-	72.742	22.685
Otros pasivos no financieros corrientes	19.200	18.390	176.238	130.307	17.871	19.756	29.765	15.931	-	-	243.074	184.384
PASIVOS NO CORRIENTES	550.295	558.266	8.404.416	7.273.663	873.825	887.339	464.696	435.640	-	-	10.293.232	9.154.908
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.924.380	1.608.594	776.530	794.478	408.049	379.487	-	-	3.108.959	2.782.559
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19	24	46.521	49.844	17.141	15.578	16.365	16.786	-	-	80.046	82.232
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	53.401	53.914	3.106.212	2.623.702	251	231	977	591	-	-	3.160.841	2.678.438
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	32.938	40.821	968.226	958.052	-	-	-	-	-	-	1.001.164	998.873
Otras provisiones no corrientes	17.870	19.063	803.347	676.518	10.437	9.379	447	415	-	-	832.101	705.375
Pasivo por impuestos diferidos	408.315	405.082	-	4.684	(1.965)	-	34.190	33.976	-	-	440.540	443.742
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.970	13.197	1.512.415	1.311.655	71.431	67.673	3.223	3.031	-	-	1.600.039	1.395.556
Otros pasivos no financieros no corrientes	24.782	26.165	43.315	40.614	-	-	1.445	1.354	-	-	69.542	68.133
PATRIMONIO NETO	743.876	698.973	4.407.793	3.496.130	604.030	793.604	767.840	694.913	-	-	6.523.539	5.683.620
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	743.876	698.973	4.407.793	3.496.130	604.030	793.604	767.840	694.913	-	-	6.523.539	5.683.620
Capital emitido y pagado	690.500	652.952	2.800.313	2.182.599	-	3.314	143.174	133.152	-	-	3.633.987	2.972.017
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(272.577)	(262.208)	(799.794)	(758.693)	12.711	248.707	560.523	501.709	-	-	(499.137)	(270.485)
Primas de emisión	-	-	-	-	-	46.819	-	-	-	-	-	46.819
Otras reservas	325.953	308.229	2.407.274	2.072.224	591.319	494.764	64.143	60.052	-	-	3.388.689	2.935.269
Total Patrimonio Neto y Pasivos	2.281.860	2.159.305	18.424.071	15.244.339	2.503.698	2.231.445	1.562.377	1.446.051	-	(49)	24.772.006	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 - MU\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
			2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
INGRESOS		188.958	156.872	2.124.987	1.795.348	462.760	412.709	250.926	233.378	(2)	(7)	3.027.629	2.598.300
Ingresos de actividades ordinarias		184.177	154.561	1.723.583	1.550.520	458.684	409.544	249.660	232.380	-	-	2.616.104	2.347.005
Ventas de energía		173.389	149.345	1.505.793	1.379.964	233.270	205.528	238.062	220.898	-	-	2.150.514	1.955.735
Otras ventas		665	520	-	-	5.186	833	134	520	-	-	5.985	1.873
Otras prestaciones de servicios		10.123	4.696	217.790	170.556	220.228	203.183	11.464	10.962	-	-	459.605	389.397
Otros ingresos		4.781	2.311	401.404	244.828	4.076	3.165	1.266	998	(2)	(7)	411.525	251.295
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS		(129.843)	(106.316)	(1.468.615)	(1.281.691)	(273.363)	(241.687)	(168.574)	(155.266)	-	-	(2.040.395)	(1.784.960)
Compras de energía		(115.736)	(98.795)	(994.416)	(920.292)	(920.292)	(193.218)	(176.092)	(146.067)	-	-	(1.463.869)	(1.341.246)
Consumo de combustible		-	-	-	(23)	(3.433)	-	-	-	-	-	(3.433)	(23)
Gastos de transporte		(2.845)	(3.302)	(143.603)	(170.784)	(54.243)	(45.002)	-	-	-	-	(200.691)	(219.088)
Otros aprovisionamientos variables y servicios		(11.262)	(4.219)	(330.596)	(190.592)	(22.469)	(20.593)	(8.075)	(9.199)	-	-	(372.402)	(224.603)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		59.115	50.556	656.372	513.657	189.397	171.022	82.352	78.112	(2)	(7)	987.234	813.340
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		13.902	7.530	26.280	18.356	7.392	7.894	3.682	2.418	-	-	51.256	36.198
Gastos por beneficios a los empleados		(38.207)	(29.969)	(76.223)	(93.837)	(16.685)	(17.003)	(9.151)	(8.442)	-	-	(140.266)	(149.251)
Otros gastos, por naturaleza		(38.825)	(25.251)	(158.828)	(159.516)	(20.883)	(24.563)	(13.709)	(11.382)	2	7	(232.243)	(220.705)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		(4.015)	2.866	447.601	278.660	159.221	137.350	63.174	60.706	-	-	665.981	479.582
Gasto por depreciación y amortización		(20.749)	(28.095)	(102.217)	(91.528)	(31.635)	(30.155)	(15.407)	(14.148)	-	-	(170.008)	(163.926)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9		(7.613)	(4.413)	(79.985)	(39.603)	(4.447)	(3.240)	(3.197)	(2.525)	-	-	(95.222)	(49.781)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		(32.377)	(29.642)	265.419	147.529	123.139	103.955	44.570	44.033	-	-	400.751	265.875
RESULTADO FINANCIERO		38.802	8.010	(150.009)	(72.701)	(13.278)	(13.549)	(2.741)	(6.516)	-	-	(127.226)	(84.756)
Ingresos financieros		3.865	4.757	60.114	28.133	3.820	2.407	2.337	1.213	-	-	70.136	36.510
Efectivo y otros medios equivalentes		2.453	3.314	4.480	630	372	772	270	13	-	-	7.575	4.729
Otros ingresos financieros		1.412	1.443	55.634	27.503	3.448	1.635	2.067	1.200	-	-	62.561	31.781
Costos financieros		(73.840)	(49.154)	(209.113)	(102.581)	(19.848)	(14.487)	(7.411)	(6.639)	-	-	(112.812)	(112.861)
Préstamos bancarios		(4)	(307)	(16.545)	(21.820)	(3.512)	(2.121)	(1.172)	(953)	-	-	(21.233)	(25.201)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas		-	-	(26.936)	(12.317)	(7.552)	(9.283)	(4.791)	(5.130)	-	-	(39.279)	(26.730)
Otros		(73.836)	(48.847)	(165.632)	(68.444)	(8.784)	(3.083)	(1.448)	(556)	-	-	(249.700)	(120.930)
Resultados por Unidades de Reajuste		109.449	54.723	-	-	-	-	-	-	-	-	109.449	54.723
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera		(672)	(2.316)	(1.010)	1.747	2.750	(1.469)	2.333	(1.090)	-	-	3.401	(3.128)
Positivas		157	670	245.189	192.215	4.245	167	2.154	202	-	-	251.745	193.254
Negativas		(829)	(2.986)	(246.199)	(190.468)	(1.495)	(1.636)	179	(1.292)	-	-	(248.344)	(196.382)
Otras ganancias (pérdidas)		-	-	472	51	-	-	2	1	-	-	474	52
Resultado de Otras Inversiones		-	-	472	51	-	-	-	-	-	-	472	51
Resultados en Ventas de Activos		-	-	-	-	-	-	2	1	-	-	2	1
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		6.425	(21.632)	115.882	74.879	109.861	90.406	41.831	37.518	-	-	273.999	181.171
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias		(1.716)	15.165	(38.404)	(24.589)	(38.337)	(25.371)	(13.330)	(14.912)	-	-	(91.787)	(49.707)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		4.709	(6.467)	77.478	50.290	71.524	65.035	28.501	22.606	-	-	182.212	131.464
GANANCIA (PERDIDA)		4.709	(6.467)	77.478	50.290	71.524	65.035	28.501	22.606	-	-	182.212	131.464
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a		4.709	(6.467)	77.478	50.290	71.524	65.035	28.501	22.606	-	-	182.212	131.464

miles de dólares estadounidenses - MU\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
			2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		60.537	80.571	(4.245)	(205.239)	117.180	127.848	64.084	50.853	-	-	237.556	54.033
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(45.460)	(66.210)	(316.729)	(137.588)	(97.850)	(98.495)	(46.515)	(41.111)	-	-	(506.554)	(343.404)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(13.480)	(14.174)	355.647	115.767	(30.433)	(41.656)	(9.605)	(8.442)	-	-	302.129	51.495

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

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

34.1 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 31.03.2022	al 31.12.2021
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	26.439	US\$	44.057	41.953
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	4.762	US\$	2.036	2.099
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	12.277	US\$	66.851	59.626
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	24.002	US\$	26.147	26.096
Varios Acreedores	EGP Brasil	Acreedor	Varios	Escrow Account	US\$	592.645	US\$	439.526	321.352
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	29.591	US\$	3.895	8.638
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.975	US\$	13.674	16.520
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	1.998	US\$	1.894	2.221

Al 31 de marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 91.003 y MUS\$ 85.317, respectivamente (ver Nota 16.c.ii).

Al 31 de marzo de 2022, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 78.388.574 (MUS\$ 68.628.702 al 31 de diciembre de 2021).

34.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación			al 31.03.2022	al 31.12.2021
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	62.263	55.893
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	296.882	267.394
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	-	74.137
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	39.489	39.458
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	37.076	37.115
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	22.221	22.249
Prestamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	9.633	9.927
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	48.707	49.336
Bonos	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	296.470	256.055
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Enel Brasil	Aval	US\$	31.558	31.363
Prestamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	EGP Brasil	Aval	US\$	15.423	13.344

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación			al 31.03.2022	al 31.12.2021
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	48.071	51.014
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	50.033	53.096
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	42.999	45.631
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	44.754	47.493
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	EGP Brasil	Aval	US\$	16.018	13.865
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	EGP Brasil	Aval	US\$	3.751	3.247
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	EGP Brasil	Aval	US\$	16.045	13.888
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	EGP Brasil	Aval	US\$	16.121	13.954
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.657	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.200	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	25.733	26.951
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	17.487	18.673
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	16.801	17.941
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	38.600	40.427
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.657	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.200	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	25.733	26.951
Prestamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	EGP Brasil	Aval	US\$	15.461	13.377
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	88.248	88.970
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	46.128	48.469
Total								1.417.419	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.

34.3 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):

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, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis (actual Enel Américas) presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014 el cual incluyó la rectificación del Fondo de Utilidades Tributables, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. En diciembre 2019, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 03 de enero 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 30 de marzo, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 07 de abril 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Así la empresa ha venido solicitando a la Corte la suspensión del cobro del Giro. Con fecha 29 de marzo 2022, la empresa solicitó la renovación de la suspensión del cobro de impuestos. Con fecha 01 de abril 2022, a Corte otorgó la suspensión del Cobro de impuestos por un período de noventa días. Cuantía M\$ 9.060.376 (MUS\$ 11.513).

b) Juicios pendientes en subsidiarias:

Argentina

Edesur S.A.

1. Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios derivados 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. El

financiamiento de tales obras ejecutadas parcialmente y/o inejecutadas, implicaba una sustitución de ingresos tarifario previo a la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral con fecha 1 de febrero de 2017. Los daños se corresponden con los costos de la ejecución de las obras y el reclamo de las 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. Monto: MARS\$3.100.000 (MUS\$27.931)

Novedades último trimestre: El trámite continúa en análisis por parte de la Administración. A la fecha, la Administración no se expidió sobre el fondo del reclamo planteado.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o “Coelce”)

2. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso especial al Superior Tribunal de Justicia que fue sumariamente rechazado (el 8 de diciembre de 2020). Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra la decisión a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
3. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al Supremo Tribunal Federal - STF en razón de irregularidades procesales (cláusula de reserva plenaria - Constitución Federal), que fue acogida definitivamente por el tribunal. STF ha anulado la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (Enel Distribuição Ceará) y la demanda volverá al Tribunal Superior del Trabajo para el juzgamiento del recurso de Enel por el plenario del tribunal. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
4. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.
 - (i) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia y (ii) -Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de revisión de los montos cobrados a Coelce). El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 5 de noviembre de 2018, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA

y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio.

El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en las dos demandas era de MBRL 391.060 (MUS\$ 82.290).

(III) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.

El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 234.580 (MUS\$ 49.360).

(IV) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 24 de abril de 2020, el juez federal dictó una decisión excluyendo ANEEL, pues no sería parte interesada en la demanda, la demanda ha regresado a 10ª Vara Civil de Fortaleza/CE el 1 de junio de 2020. El 8 de agosto de 2021, se dictó decisión para las partes indicaren las pruebas (evidencias) que aún desean producir en la demanda.

El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 203.770 (MUS\$42.880).

5. 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. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 145.480 (MUS\$30.610)
6. *Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A* ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (*Ampla Energia e Serviços*) y Enel Distribuição Ceará (*Companhia Energética do Ceará – COELCE*) por supuestos incumplimientos contractuales. El 2 de diciembre de 2021, las dos sociedades de ENEL han presentado sus defensas y el 24 de febrero de 2022 la Endicon presentó réplica. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 227.120 (MUS\$ 47.790).
7. 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. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al periodo 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 253.000 (MUS\$53.241)

8. 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 223.000 (MUS\$46.928)
9. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará para exigir ICMS sobre el subsidio pagado por el Gobierno Federal a Enel Ceará (y todos los distribuidores en Brasil) por descuentos regulatorios aplicados a ciertos consumidores, como productores rurales y otros para los años de 2015 y 2016. Para las actas del año de 2015 y una del año 2016, Enel Distribución Ceará presentó recurso a la segunda instancia administrativa, tras fallo desfavorable en la primera instancia y para la otra acta de 2016 se aguarda decisión de primera instancia administrativa. En enero de 2022, la Compañía recibió dos nuevas actas del año de 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL 189.846 (MUS\$39.950).

Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)

10. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel Distribución Goiás afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).
 - Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 751.860 (MUS\$ 158.220)
 - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 401.730 (MUS\$ 84.540).
 - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 380.880 (MUS\$ 80.150).
 - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 168.190 (MUS\$ 35.390).
11. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (writ of mandamus) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación con las demandas garantizadas por las leyes N.º 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.º 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. En el análisis de mérito de la demanda, el 14 de junio de 2021 se dictó una decisión y un "incidente" de inconstitucionalidad ha sido instituido, lo que por las reglas procesales deberá ser juzgado por una clase especial del tribunal. El 9 de noviembre de 2021 se dictó decisión sumaria y rechazó el incidente de inconstitucionalidad. La demanda regresó para juzgamiento de la clase ordinaria del tribunal No hay decisión de mérito. La cuantía de este juicio es indeterminada.

12. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.º 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.468 ha revocado integralmente la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal de Brasil.

Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

13. El Ministerio Público del Trabajo ("MPT") 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 Tribunal Superior del Trabajo ("TST")). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo ("TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuvo la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal ("STF") hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. Los recursos del MPT fueron rechazados y la decisión quedó firme. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
14. Demanda presentada por el Sindicato que representa a 1.715 empleados y cuestiona la naturaleza jurídica de la "ayuda alimentaria". La discusión legal es sobre la inclusión de este beneficio en la remuneración de los empleados que la recibieran antes de la adhesión de la Compañía al PAT (Programa de Alimentos para Trabajadores), en 2008. Se dictó una sentencia condenándose a la Compañía al pago de la diferencia (integración de la ayuda alimentaria a remuneración de los empleados anteriores al 7 de mayo de 2008). La apelación de Enel fue rechazada por Tribunal Regional del Trabajo de la 18ª Región (Goiás). Enel ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que fue preliminarmente rechazado. Enel ha presentado embargos de aclaración en contra de la decisión, que ha sido rechazado por el tribunal y la decisión quedó firme. Enel presentó una acción rescisoria (ação rescisória) para anular la decisión del tribunal. que aún está pendiente de juicio en el TRT. Proceso en la fase final de ejecución impugnado por Enel, que entiende que R\$ 85.651.925,55 (US\$ 18.024.433,03) es indiscutiblemente adeudado. Al 31 de marzo de 2022, el monto (estimado) involucrado en el proceso fue de MBRL 235.610 (MUS\$ 49.580). Estos montos pueden incrementarse debido a la solicitud de actualizar los cálculos para incluir los montos adeudados que no están en los cálculos presentados.
15. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, la Compañía tomó conocimiento en marzo de 2021 de la decisión

final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. También hay Decisión firme y definitiva en acción anulatoria para la anulación de dos actas cobrados en ejecución fiscal. La hacienda pública anuló una gran parte de él, que pasó de MBRL 398.447 a MBRL 12.943 y la Compañía seguirá discutiendo el valor remanente en el Judiciario. Las demás actas permanecen suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MBRL242.000 (MUS\$50.926).

16. El Ministerio Público de Goiás interpuso Acción Civil Pública por Acto de Improbidad Administrativa contra el ex gobernador del Estado de Goiás, Sr. Marconi Perilo y Enel Distribuição Goiás. Alega que cometió un acto de improbidad, al otorgar una supuesta exención del ICMS a través de la Ley Complementaria nº 19.473/2016, que estableció la política estatal de mantenimiento, mejoramiento y ampliación de la distribución de energía eléctrica en el Estado de Goiás, estableciendo que el crédito del ICMS sería otorgado a la empresa que se adhiriera al dicha póliza y cumplió con ciertas condiciones establecidas en el Acuerdo de Régimen. La supuesta exención fiscal habría causado pérdidas al erario estatal por el valor de BRL 57.339.993,79 y presunto enriquecimiento ilícito de CELG-D (hoy Enel Goiás). En caso de decisión desfavorable, la empresa deberá reembolsar al Estado la pérdida alegada y demás sanciones legales, presentando una demanda contra Enel Distribución Goiás por valor de MBRL 226.480 (MUSD 47.660). El proceso se encuentra en su fase inicial, y el 15 de febrero de 2022 el Ministerio Público solicitó la suspensión del proceso por el término de un año.
17. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Goiás tomó conocimiento en Marzo/2021 y Enel Distribución Rio en septiembre de 2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo, mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará, para Enel Distribución Goiás la acción fue presentada en 2003) y diciembre 2003 en adelante para Enel Distribución Rio).

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 Goiás y Enel Distribución Rio reconocieron activos cuyos saldos actuales son MBRL 5.740.567 (MUS\$1.208.034), MBRL977.537 (MUS\$205.711), MBRL 2.951.948 (MUS\$621.202) y MBRL 3.145.529 (MUS\$661.939), respectivamente, valores a marzo 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).

Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)

18. 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.

- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 6 de noviembre de 2019, el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN ha presentado diversos recursos al Superior Tribunal de Justicia, el último fue rechazado el 8 de junio de 2021. El 22 de junio de 2021, CIBRAN ha presentado nuevo recurso al Superior Tribunal de Justicia (agravo interno), que también fue rechazado el 24 de marzo de 2022. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 674.370 (MUS\$141.910).

19. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 59.420 (MUS\$12.500).

Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (*Ampla Energia e Serviços*) y Enel Distribuição Ceará (*Companhia Energética do Ceará – COELCE*) por supuestos incumplimientos contractuales. El 02 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 marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Rio era de MBRL 172.610 (MUS\$36.320).

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. La demanda fue juzgada en contra de Enel en todas las instancias precedentes y quedó firme. Actualmente, una acción rescisoria presentada por Enel está pendiente de juzgamiento en el Tribunal Superior del Trabajo. En paralelo, 910 exempleados empezaron con /566 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 129.110 (MUS\$ 27.170).

20. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Río ha seguido insistiendo en su defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 1.343.000 (MUS\$282.618).

21. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL134.189 (MUS\$28.238).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

22. 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 marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 1.350.000 (MUS\$285.910).

23. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto -generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal que ha sido rechazada el 13 de agosto de 2020. El 7 de abril de 2022 la decisión favorable a Enel São Paulo quedó firme. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 142.240 (MUS\$ 29.930).

24. 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.

25. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MBRL 5.000 (MUS\$1.052), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo ha presentado un recurso en contra de la sentencia al Tribunal Regional del Trabajo (TRT). El 11 de febrero de 2021 TRT ha aceptado en recurso y rechazado todas las reclamaciones. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

26. 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. La demanda fue presentada por la compañía

en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado MBRL 822.050 (MUS\$172.990); MBRL 164.410 (MUS\$34.598) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MBRL 657.640 (MUS\$138.392) está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MBRL 164.410 (MUS\$34.598).

27. 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. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MBRL 247.056 (MUS\$51.990).
28. 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. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MBRL 232.880 (MUS\$49.007).
29. 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. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MBRL 176.931 (MUS\$37.233).
30. 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), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MBRL 164.500 (MUS\$34.617).

31. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MBRL 157.204 (MUS\$ 33.082).
32. 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). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de MBRL 671.789 (MUS\$141.370).
33. 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. En agosto 2021, el Municipio de Sao Paulo presentó 26 actas de cobro contra Enel Distribución Sao Paulo. Enel SP presentó una garantía y presentará su defensa. 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: MBRL192.991 (MUS\$ 40.613).
34. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 157.574 (MU\$33.160).
35. 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. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) El Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) confirmó en procedimiento de repercusión general la constitucionalidad del gravamen de PIS y COFINS sobre los ingresos financieros. Por lo tanto, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio en septiembre 2021. En noviembre de 2021 se aprobó la renuncia y fue determinado que se deben presentar los informes de los depósitos judiciales para realizar la conversión en renda de los valores depositados. En 31 de diciembre de 2021, la Enel-SP se encuentra a la espera de la aprobación de la conversión en renda de los depositados. Los montos involucrados en el tema están depositados judicialmente y serán convertidos para el Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MBRL 162.581 (MUS\$34.213).
36. 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). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MBRL 183.547 (MUS\$38.625).

37. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales y dos procesos administrativos que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 195.500 (MUS\$41.141).
38. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. En 2020, la Compañía recibió dos Actas más de Infracción glosando créditos de las dichas contribuciones, aprovechados de agosto de 2016 a diciembre de 2018, por la no exclusión de los créditos referentes a los valores de pérdidas no técnicas de energía. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 257.217 (MU\$54.128).
39. 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 montos del agio del IRPJ como del CSLL. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. La Compañía presentó su descargo en el proceso administrativo y aguarda decisión. Cuantía del litigio: MBRL 707.383 (MU\$148.860).

Enel Cien S.A.

40. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).
 - Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
 - Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. El 31 de marzo de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 619.330 (MUS\$130.330).

Enel Brasil

41. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La compañía presentó recurso a la segunda instancia, pero fue desfavorable. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 369.807 (MUS\$77.822).

Colombia:

42. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José Rodrigo Alvarez y cerca de otras 1.400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, se reclama que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de MCOP 30.619.930 (MUS\$ 8.157). El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016. Estamos a la espera de que el Juzgado decida si tiene por desistida esta prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.
43. 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. El 1 de febrero de 2021 se notificó formalmente la sentencia de primera instancia por parte del Tribunal del Huila, que, si bien reconoció que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa mitigaba los riesgos asociados a la protección de la fauna en la cuenca de Betania, impuso a la empresa implementar un proyecto de descontaminación de la cuenca del río y que estará sujeto a verificación por parte de ANLA, así como asegurar, de manera permanente el funcionamiento del sistema de oxigenación ya implementado. La empresa presentó recurso de apelación el 4 de marzo de 2021. La segunda instancia surtirá ante el Consejo de Estado y estimamos que se profiera fallo en 2025.
44. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un “Plan de Contingencia” y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse. Se culminó la etapa probatoria presentándose alegaciones finales y, a la fecha, se encuentra en Despacho para fallo de primera instancia. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.
45. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. El proceso está en etapa probatoria desde el 15 de mayo de 2018. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es MCOP 337 (MUS\$89,8).

46. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Codensa y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP), expediente 2009-0069 del Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC, y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Codensa SA ESP contra la UAESP, expediente 2018-00718, que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Codensa y la UAESP reliquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (MUS\$3.845). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (MUS\$30.125). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP. El 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3. Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (MUS\$6.500) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente, la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de COP 88.698 millones (MUS\$23.619).
47. El Tribunal Administrativo de Cundinamarca notificó a Carlos Mario Restrepo Molina como liquidador de la Sociedad Luz de Bogotá S.A., (hoy luego de varias reorganizaciones empresariales Enel Américas) de un auto que libra mandamiento ejecutivo en su contra por valor de COP 35.073 millones. (MUSD\$9.344). El proceso ejecutivo lo inicia la Cámara de Comercio de Bogotá contra el liquidador por cuanto al momento de registrarse el acta Nro. 26 del 9 de julio de 2004, (por la cual se aprobó la cuenta final de liquidación y el acta de distribución de remanentes) se hizo como un acto sin cuantía y por ende en ese momento no se generó impuesto de registro a favor de la Gobernación de Cundinamarca. Lo cual dio lugar a que la Dirección de Rentas de la Secretaria de Hacienda del Departamento de Cundinamarca profiriera la Liquidación de Revisión N. 0001 de 2007, mediante la cual modificó la declaración del impuesto de registro presentada por la Cámara de Comercio de Bogotá y le impuso sanción por inexactitud a ésta como ente recaudador. Luego de surtirse un proceso de nulidad iniciado por la Cámara de Comercio de Bogotá contra la Gobernación de Cundinamarca por esta actuación, el Consejo de Estado decidió que efectivamente se debió pagar el impuesto de registro como un acto con cuantía, lo cual da lugar a que la Cámara de Comercio de Bogotá mediante la Resolución nro. 061 de 21 de abril de 2016, dispusiera acatar el fallo respecto de la liquidación del impuesto de registro correspondiente al Acta N. 26 de 9 de julio de 2004 y liquidarlo en COP 35.073 millones (MUSD\$ 9.344), a cargo de la sociedad Luz de Bogotá. Actualmente se interpuso recurso de reposición contra el auto que libro la orden de pago, sin embargo, el Tribunal decretó la nulidad por considerar que el liquidador estaba mal notificado. Surtida la notificación nuevamente, se radica recurso de reposición el 19 de abril de 2022.

Costa Rica

P.H. Chucás S.A.

48. 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.

El 19 de mayo de 2021, Chucás presentó su memorial de demanda con la prueba correspondiente y cuantificando el valor de su reclamo en aproximadamente US\$362 millones. El 23 de junio de 2021, ICE presentó su contestación a la demanda, refutando los argumentos de Chucás, objetando formalmente la jurisdicción del tribunal arbitral. El Tribunal Arbitral rechazó la objeción del ICE en resolución del 4 de agosto del 2020, a lo cual el ICE presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio. El Tribunal nuevamente rechazó el recurso de revocatoria y elevó la apelación a conocimiento de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, determinando la suspensión del proceso arbitral hasta que la Sala Primera resuelva la apelación del ICE. Actualmente el proceso arbitral se encuentra suspendido.

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

En fecha 30 de septiembre de 2021, ante el bloqueo sistemático de alternativas por parte de entidades costarricenses, y ante la ausencia de soluciones y acciones concretas por parte del Gobierno de Costa Rica que permitan la reanudación operativa de los proyectos Hidroeléctricos P.H Don Pedro y P.H. Rio Volcán, Enel Colombia S.A. y Enel Green Power Costa Rica S.A. presentaron Solicitud de Arbitraje ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra el Gobierno de la República de Costa Rica, en violación de las disposiciones del TRATADO en materia de (i) expropiación (Artículo 6 del TRATADO) y (ii) tratamiento justo y equitativo (Artículo 4 del TRATADO).

En fecha 13 de octubre del 2021, el CIADI ha registrado formal y oficialmente la Solicitud de Arbitraje. Cada parte ha designado a uno de los miembros del Tribunal Arbitral y se encuentran en proceso de seleccionar al Presidente.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 74.319 al 31 de marzo de 2022 (ver Nota 24). 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.

34.4 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	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de Crédito	Bonos Yankee	Bonos Yankee	Bonos Serie B2
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.	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 el 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea a nivel individual o agregado.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	Banco Santander (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86	BENER-B2 N° Inscripción 269
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	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.	Deuda en mora mayor al 3% del Total de Activos Consolidados en forma individual o agregada.
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.	No poseer deudas individuales en mora superiores al 3% del Total de Activos Consolidados.
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.	No existen deudas en mora por un monto superior al 3% del Total de Activos Consolidados de forma individual o consolidada.
Cumplimiento SI/NO	Si	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.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato. Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

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 Américas	Enel Américas	Enel Américas	Enel Distribución Perú
Tipo instrumento con restricción	Bonos Serie B2	Bonos Serie B2	Bonos Serie B2	Bonos IV Programa
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de CLP\$769.761 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24.	Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía o Total Activos Libres respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón superior o igual a 1.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento Neto a Patrimonio Neto inferior o igual a 1,70.
Acreedor	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	BENER-B2 N° Inscripción 269	BENER-B2 N° Inscripción 269	BENER-B2 N° Inscripción 269	ISIN: PEP70101M498; PEP70101M506; PEP70101M514; PEP70101M522; 'PEP70101M530
Nombre indicador o ratio financiero	Patrimonio Mínimo	Razón de Endeudamiento	Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía	Razón de Endeudamiento
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora, el cual es contrastado con el nivel de Patrimonio Mínimo que se reajustará por un porcentaje, siempre que sea positivo, de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor multiplicado por la diferencia entre 1 menos la razón de Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Si la variación anual del Índice de Precios al Consumidor es negativa o bien si la razón entre Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante es mayor que uno, no habrá reajuste en dicho año.	El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total. El Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras.	El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas.	La suma del Total de Pasivos menos Caja dividido por el Patrimonio Neto.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Mantener un Patrimonio Mínimo de CLP\$718.262 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24.	Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón superior o igual a 1.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,70.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	MCh\$13.431.193.958	1,36	1,29	0,97
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras	Pasivo Corriente Total; Pasivo No Corriente Total; Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora ; Participaciones no controladoras	Total de Activos; Efectivo en Caja; Saldos en Bancos; Cuentas por Cobrar a entidades relacionadas corriente; Pagos anticipados, corrientes; Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes; Activos intangibles identificables bruto; Activos comprometidos a través de garantías directas; Pasivo corriente total; Pasivo no corriente total; Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas.	Total de Pasivos; Pasivos Diferidos; Caja; Patrimonio Neto

Restricciones financieras	Enel Generación Perú	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bono III Programa	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	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.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: PEP70051M198; PEP70051M354	-	-	ISIN: BRCOCEDBS077; BRCOCEDBS085; BRCOCEDBS0A3; BRCOCEDBS0B1; BRCOCEDBS0C9; BRCOCEDBS0D7
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Anual	Anual	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	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.	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 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.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,03	0,28	0,06	2,42
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera; Caja; Patrimonio Neto Consolidado	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 23ra Emisiones
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 la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	-	-	-	ISIN: BREPLDBS0V6; BREPLDBS001
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado
Periodicidad de la medición	Trimestral	Anual	Anual	Trimestral
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 Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado menos Gastos de Arrendamientos Financieros
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 la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,44	1,11	0,29	1,34
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA; Arrendamientos Financieros

Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	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 inferior o igual a 4,00.
Acreedor	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: BRELPLDBS0X2; BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100		
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	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 inferior o igual a 4,00.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	1,32	1,32	1,91
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	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 marzo 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.

34.5 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 alcanzó el nivel de pandemia, la cual podía afectar significativamente a todos los países en los que operamos, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de estos países.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, los gobiernos de todos los países en los que operamos, han adoptado diversas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen cuarentenas, aislamiento social, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas. Los gobiernos también han tomado medidas para preservar el acceso a servicios esenciales durante esta emergencia de salud, como el agua y la electricidad, especialmente dirigidas a clientes residenciales de menores ingresos, pequeñas y medianas empresas, e instituciones que brindan otros servicios esenciales, como establecimientos de salud.

Estas medidas se refieren básicamente a suspensión temporaria del corte de suministro eléctrico debido a falta de pago y diferimiento del pago de cuentas de electricidad por un número determinado de meses, sin intereses o penalizaciones de cargo de los clientes. En este sentido, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por los gobiernos de los países en los que opera y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio.

Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- La digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

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 y ayudando a la comunidad con diversas medidas solidarias.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de marzo de 2022, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en las pérdidas por deterioro en las cuentas comerciales respecto a la situación pre COVID 2019 (ver notas 2.3, 3.g.3 y 9.c).

34.6 Contingencia por conflicto entre Rusia y Ucrania

Se desconocen los efectos para la Compañía del conflicto armado entre Rusia y Ucrania, que comenzó en febrero de 2022. Aunque Enel Américas no tiene transacciones comerciales directas con proveedores, clientes o entidades bancarias de Rusia o Ucrania, el negocio, los resultados operacionales y la situación financiera se podrían ver afectados, entre otros, por (i) una limitación de acceso a los mercados financieros; (ii) posibles interrupciones en la cadena de suministro global; y (iii) un aumento de la presión inflacionaria en los distintos países, lo que podría incrementar las tarifas cobradas a nuestros clientes.

34.7 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 “FONINVE MEM”

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, situación que aún está en proceso.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA), por hasta 778,884 MW (potencia neta). El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de marzo de 2022 las Sociedades han cobrado 47 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de marzo de 2022 asciende a MUS\$ 259.189 (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\$ 173.550 (MUS\$ 180.601 al 31 de diciembre de 2021), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 68.466 (MUS\$ 72.566 al 31 de diciembre de 2021) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 17.173 (MUS\$ 17.778 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 9).

(ii) Edesur:

Acuerdo Marco 2020

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el periodo comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el periodo mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se reconocieron ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) y el cobro relacionado se perfeccionó el 15 de enero de 2021. Durante el ejercicio 2021, la Sociedad avanzó con las obras comprometidas, dando cumplimiento de lo establecido en el acuerdo. Con fecha 9 de diciembre de 2021 mediante la Resolución SE N° 1199 se aprobó el segundo hito y, con fecha 29 de diciembre de 2021 se cobró ARS 500 millones (MUS\$ 4.869) que se exponen en la línea "Ingresos por venta de energía". A la fecha de los presentes estados financieros, resta percibir la suma correspondiente al último hito.

Situación económico-financiera

La situación de atraso tarifario y el hecho de que hasta el presente no se han implementado mecanismos de compensación económica a las distribuidoras eléctricas, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 79.511.496 (MUS\$ 716.407) al 31 de marzo 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 posteriores al 31 de marzo 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”).

35. 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 marzo de 2022 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente, era la siguiente:

País	al 31.03.2022			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Argentina	30	1.862	2.150	4.042
Brasil	65	5.418	3.358	8.841
Colombia	40	2.234	-	2.274
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	8	43	3	54
Guatemala	9	83	-	92
Panamá	23	33	38	94
Perú	26	1.000	-	1.026
Total	206	10.691	5.560	16.457
Promedio	203	10.632	5.493	16.328

País	al 31.12.2021			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Argentina	31	1.883	2.150	4.064
Brasil	65	5.613	3.192	8.870
Colombia	41	2.218	-	2.259
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	8	46	3	57
Guatemala	9	85	-	94
Panamá	21	35	38	94
Perú	29	960	-	989
Total	209	10.858	5.394	16.461
Promedio	199	10.943	5.638	16.780

36. SANCIONES

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. o “Ampla”)

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación con la multa. En diciembre de 2021 la Compañía obtuvo éxito en dos de los casos, habiendo sido cancelada la cuantía total de MBRL 1.204 (MUS\$ 216). El monto total involucrado en todos los casos: MBRL 12.486 (MUS\$ 2.627).

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

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación con la multa. En febrero de 2022 la Compañía recibió dos sanciones más por el retraso en el pago de ISS de los Municipios de Varzea Alegre y Pique Carneiro. La Compañía también obtuvo éxito parcial en los casos de sanciones de Iguatu y Pereiro, en los cuales hubo reducción del monto de MBRL 439 (MUS\$ 92), y la Compañía pagó el valor remanente. El monto total involucrado en todos los casos: MBRL 1.687 (MUS\$ 355).
- Fiscales: La compañía recibió, el 21 de enero de 2018, una sanción de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de la multa y se aguarda fallo. MBRL1.050 (MUS\$ 221).
- En 2021, Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Ceará S.A. en un monto de MBRL 35.900 por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI) de 2020. Enel Distribución Ceará S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, que fue acogido por ANEEL, reduciéndose el valor de la sanción para un monto de MBRL 31.800. El 23 de noviembre de 2021, se juzgó el recurso administrativo de Enel, reduciendo la multa. Al 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.852 (MBRL 27.810).

3. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desarrollo Energético – CDE). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 9.078 (MBRL 43.140).
- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 61 por incumplimientos en relación la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción que fue acogido por ANEEL, reduciéndose el valor de la sanción de MMBRL 61 para MMBRL 45. Un nuevo pedido de reconsideración fue presentado, en el cual ANEEL redujo el monto a MBRL 31. Al 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 7.374 (MBRL 35.040).
- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 44 por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, que fue acogido por ANEEL, reduciéndose el valor de la sanción en MBRL 1. Un nuevo pedido de reconsideración fue presentado, a la fecha sin resolución. Al 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 9.872 (MBRL 46.910).

4. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo 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 marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 192.350 (MUS\$ 40.478).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 95.260 (MUS\$ 20.046).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo que fue rechazado por Aneel. En abril de 2020, Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda anulatoria en la justicia y se dictó decisión

suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 30.800 (MUS\$ 6.482).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). El 24 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. El 08 de octubre de 2021 el juez dictó decisión rechazando la demanda de Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra la decisión ha presentado una apelación al Tribunal, a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 71.510 (MUS\$ 15.048).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción. El 17 de octubre de 2019, se dictó una decisión rechazando las solicitudes hechas por Enel Distribución Sao Paulo S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL36.460 (MUS\$ 7.673).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2022 el valor involucrado en la sanción es de MBRL29.290 (MUS\$6.164).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 91.870 (MUS\$ 19.333).
- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo que en contra ha interpuesto recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. La municipalidad ha presentado recursos ante los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justicia y Supremo Tribunal Federal). STJ desestimó el recurso del Municipio. La municipalidad ha presentado nuevo recurso (Embargos de Aclaración) para ser analizado por el panel de jueces, siendo los recursos rechazados por el tribunal. La municipalidad ha presentado nuevo recurso (Embargos

de Divergencia). El juez ponente ha determinado la suspensión del recurso hasta que la clase especial del tribunal (STJ) haga el juicio de recursos leading cases acerca del mismo asunto. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado es de MBRL 31.190 (MUS\$ 6.564).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel. El municipio interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. Enel ha presentado recursos ante los Tribunales Superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*) sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado es de MUS\$ 5.654 (MBRL 26.870)
- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal de tránsito (área restringida de circulación). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). En 2011, Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que en contra ha presentado una apelación al tribunal. Se dictó el fallo rechazando el recurso de Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra el fallo del tribunal ha presentado recursos a las instancias superiores sin resolución a la fecha. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado es de MBRL 42.950 (MUS\$ 9.038).
- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra las sanciones quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. Las decisiones de primera y segunda instancia fueron desfavorables a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado recursos a los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justicia y Supremo Tribunal Federal) que fueran rechazados en agosto/21. El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha presentado una solicitud de pago de los montos. En paralelo, ABRADÉE (asociación representativa de Enel y otros suministradores de energía eléctrica) ha presentado una Acción Directa de Inconstitucionalidad en contra la legislación municipal que ha creado las sanciones y Tribunal de Justicia de São Paulo ha suspendido por medio de una Cautelar los efectos de la ley. El juez dictó decisión para suspender la demanda hasta una decisión final de la acción constitucional. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado es de MBRL 31.660 (MUS\$ 6.662).
- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 72.714 (MUS\$ 15.302).
- Aviso de Violación emitido por la Fundação PROCON, debido a fallas en el suministro de energía eléctrica en días y lugares específicos en el período de septiembre de 2010 a febrero de 2011, además de exceder el tiempo máximo de espera de 60 segundos para contacto directo con el asistente durante el mes de febrero de 2011. En junio de 2017 hubo sentencia desfavorable, confirmada por sentencia de segunda instancia en julio de 2020. Presentamos recurso de apelación ante los tribunales superiores y estamos a la espera de sentencia. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado es de MBRL 23.957 (MUS\$ 5.041).

5. Apiacás Energia S.A.

- El 1 de octubre de 2020, Enel ha sido notificada de dos sanciones del órgano ambiental municipal de Chapada dos Guimarães, en el Estado de Mato Grosso, contra Apiacás Energía por supuesto incumplimiento de la obligación de liberación y repoblación de alevines de las plantas hidroeléctricas Casca II y Casca III. El 21 de octubre de 2020, Enel ha presentado su defensa administrativa. Se inició el cobro judicial de las multas:
 - Casca II: Apiacás fue notificado de la acción el 21 de enero de 2022 Actualmente, el municipio ha solicitado la suspensión del proceso. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado de MBRL53.430 (MUS\$ 11.244).
 - Casca III: Apiacás fue notificado de la acción el 24 de noviembre de 2021 se presentó su defensa el 8 de febrero de 2022. Actualmente, el municipio ha solicitado la suspensión del proceso. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado de MUS\$ 11.324 (MBRL53.810).

6. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de marzo de 2022, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a MPEN 2.077 (MUS\$ 559), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 10.502 (MUS\$ 2.827). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, al 31 de diciembre de 2021, el monto de la multa calificaba como posible y ascendía a MPEN 3.915 (MUS\$1.054), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a MPEN 5.710 (MUS\$ 1.537). Sin embargo, al 31 de marzo de 2022, en cumplimiento de lo ordenado por el Tribunal Fiscal, la SUNAT reliquidó la deuda tributaria vinculada con la presente multa, compensándola contra los créditos a favor de Enel Generación Perú, determinando que la misma es 0, quedando extinguida la mencionada deuda.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal de la Central Santa Rosa en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Perú es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MUS\$ 2.974 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar MPEN 5.832 (MUS\$ 1.570), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 3.395 (MUS\$ 914). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

7. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes Perú)

Al 31 de marzo de 2022, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.920.104 (MUS\$ 786), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS\$ 3.783). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los periodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que ascienden a MPEN 1.772 (MUS\$ 477), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 10.231 (MUS\$ 2.754). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

8. Enel Generación Piura (ex EEP SA)

Al 31 de marzo de 2022, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2011, la SUNAT cursó al el Banco de Crédito del Perú (propietario legal de la Central Malacas – Reserva Fría, en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MPEN 6.868 (MUS\$ 1.849), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 4.844 (MUS\$ 1.304). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 59.090 al 31 de marzo de 2022 (ver Nota 24). 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.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 31 de marzo de 2022 y 2021, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso		Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Primeros tres meses						
					2022			2021			
					Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
		Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	10	-	10	-	-	10	121
		Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	38	38	-	3.978	31/12/2023	4.016	4.182
Enel Colombia S.A. E.S.P.		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	322	322	-	5.389	31/12/2027	5.711	4.866
		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	7	7	-	317	31/12/2023	324	397
Empresa Distribuidora Sur S.A.		Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	13	-	13	-	31/12/2022	13	74
Enel Generación Perú S.A.		Actividades De Prevencion	Protección de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	80	-	80	286	31/12/2022	366	75
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	39	31/12/2022	39	20
		Gestión De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	52	-	52	186	31/12/2022	238	29
		Monitoreos Ambientales	Protección del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	46	-	46	114	31/12/2022	160	23
		Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	8	-	8	113	31/12/2022	121	7
Enel Generación Piura S.A.		Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	3	-	3	21	31/12/2022	24	36
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	7	31/12/2022	7	30
		Gestión De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	-	-	-	30	31/12/2022	30	68
		Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	28	-	28	36	31/12/2022	64	31
		Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	3	-	3	73	31/12/2022	76	46
Chinango S.A.C.		Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medioambiente	En proceso	-	-	-	11	31/12/2022	11	82
		Gestión De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	3	-	3	14	31/12/2022	17	29
		Monitoreos Ambientales	Protección del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	69	-	69	213	31/12/2022	282	282
Total					682	367	315	10.827	-	11.509	10.398

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2021					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	121		121		-	121
		Otros	En proceso	9		9		-	9
		Ley 99	En proceso				4.182	31/12/2022	4.182
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de 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	19	8	11	4.847	31/12/2027	4.866
		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, comprometiéndolo 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	40	40	-	357	31/12/2021	397
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	75	-	75	-	31/12/2021	75
		Estudios Ambientales	Terminado	20	-	20	-	31/12/2021	20
		Gestion De Residuos	Terminado	29	-	29	-	31/12/2021	29
		Mitigaciones Y Restauraciones	Terminado	-	-	-	-	-	-
		Monitoreos Ambientales	Terminado	23	-	23	-	31/12/2021	23
		Paisajismo Y Areas Verdes	Terminado	7	-	7	-	31/12/2021	7
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	10	-	10	26	31/12/2021	36
		Estudios Ambientales	En proceso	16	-	16	14	31/12/2021	30
		Gestion De Residuos	En proceso	5	-	5	63	31/12/2021	68
		Monitoreos Ambientales	En proceso	3	-	3	28	31/12/2021	31
		Paisajismo y Areas Verdes	En proceso	3	-	3	43	31/12/2021	46
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la	En proceso	15	-	15	67	31/12/2021	82
		Estudios Ambientales	En proceso	-	-	-	5	31/12/2021	5
		Gestion De Residuos	En proceso	4	-	4	25	31/12/2021	29
		Monitoreos Ambientales	En proceso	60	-	60	222	31/12/2021	282
Total				533	48	485	9.879	-	10.412



38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.03.2022

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	6.309	490.608	496.917	352	-	496.565	496.917	-	(4)	(4)	(414)	(414)	(778)	(1.192)	190	(1.002)	(36.187)	(36.189)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	83.258	224.967	308.225	84.614	40.383	183.228	308.225	22.351	(834)	21.517	9.974	1.561	1.469	3.030	10.165	13.195	(12.024)	1.171
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	105.904	214.179	320.083	15.394	59.544	245.145	320.083	8.976	(832)	8.144	5.979	1.501	(12.846)	(11.345)	(4.695)	(16.040)	(18.471)	(34.511)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	276.612	2.005.248	2.281.860	987.689	550.295	743.876	2.281.860	188.959	(129.843)	59.116	(4.015)	(32.377)	38.803	6.425	(1.716)	4.709	(52.273)	(47.564)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.170	1.604	16.774	14.005	-	2.769	16.774	257	(15)	242	(145)	(187)	(46)	(233)	-	(233)	(221)	(454)
Dock Sud S.A.	Individual	141.917	161.459	303.376	9.455	25.608	268.313	303.376	15.759	(1.071)	14.688	10.842	2.549	(8.873)	(6.324)	984	(5.340)	(19.344)	(24.684)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	257.492	770.291	1.027.783	99.580	99.928	828.275	1.027.783	31.226	(2.077)	29.149	15.131	2.240	(18.396)	(14.244)	7.693	(6.551)	(59.041)	(65.592)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	384.135	4.341.359	4.725.494	962.967	710.860	3.051.667	4.725.494	127.711	(28.232)	99.479	81.497	55.503	44.617	100.120	(13.374)	86.746	1.278.596	1.365.342
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	129.980	132.523	262.503	43.865	1.644	216.994	262.503	60.032	(32.843)	27.189	25.461	22.548	1.768	24.316	(8.355)	15.961	39.106	55.067
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	64.537	129.663	193.200	35.194	54.684	103.322	193.200	34.350	(16.208)	18.142	15.484	13.622	53	13.075	(4.487)	8.588	14.459	23.047
EGP Volta Grande	Individual	40.430	327.526	367.956	32.291	162.839	172.826	367.956	20.087	(2.516)	17.569	16.654	16.019	(4.486)	12.134	(4.170)	7.964	24.893	32.857
Enel Cien S.A.	Individual	40.586	148.673	189.259	18.995	286	169.978	189.259	14.366	-	14.366	12.781	11.324	519	11.844	(4.052)	7.792	24.486	32.278
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.511	4.582	7.093	161	4.909	2.023	7.093	77	-	77	(37)	(40)	883	843	(590)	253	(122)	131
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.956	6.004	7.960	241	138	7.581	7.960	78	-	78	(33)	(309)	(104)	(413)	19	(394)	(562)	(956)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	893.579	1.653.841	2.547.420	903.203	859.289	784.928	2.547.420	390.873	(275.762)	115.111	77.734	51.544	(22.666)	29.185	(7.827)	21.358	111.356	132.714
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	1.001.493	2.664.662	3.666.155	1.106.114	1.511.671	1.048.370	3.666.155	411.487	(264.059)	147.428	107.587	42.033	(29.935)	12.094	(4.671)	7.423	136.404	143.827
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	1.052.406	3.163.439	4.215.845	1.580.846	1.424.241	1.230.758	4.215.845	442.735	(336.524)	106.211	46.993	20.227	(34.404)	(14.007)	4.132	(9.875)	179.177	169.302
Enel X Brasil S.A.	Individual	48.528	46.701	95.229	42.149	602	52.478	95.229	3.656	(1.010)	2.646	(1.456)	(1.552)	1.714	162	(58)	104	7.700	7.904
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	2.275.137	5.728.336	8.003.473	2.050.520	4.609.216	1.343.737	8.003.473	879.893	(592.272)	287.621	215.287	151.615	(63.005)	88.610	(30.038)	58.572	187.313	245.885
Grupo Enel Brasil	Consolidado	6.171.550	19.260.483	25.432.033	5.382.582	10.066.510	9.982.941	25.432.033	2.374.656	(1.520.993)	854.063	601.805	394.882	(1.168)	394.186	(109.451)	274.735	1.404.057	1.676.792
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	1.177.630	5.329.218	6.506.848	2.155.251	1.447.483	2.904.114	6.506.848	479.097	(181.990)	297.107	269.716	241.387	(18.833)	222.575	(76.021)	146.554	-	146.554
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	290.133	(175.670)	114.463	94.806	69.994	(11.048)	58.945	(20.430)	38.515	37.705	76.220
Enel X Colombia S.A.S.	Individual	1.489	4.939	6.408	5	-	6.403	6.408	-	-	(1)	(1)	12	11	1	12	-	12	-
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	-	-	-	-	-	-	-	9.939	(11.569)	(1.630)	(5.312)	(5.897)	(3.961)	(9.858)	3.523	(6.335)	8.784	2.429
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	43.413	108.528	151.941	5.118	-	146.823	151.941	545	-	545	83	32	268	300	(117)	183	-	183
PH Chucús S.A.	Individual	7.795	165.286	173.081	82.474	56.000	34.607	173.081	2.081	-	2.081	1.288	(80)	(365)	(445)	(170)	(615)	-	(615)
PH Don Pedro S.A.	Individual	650	12.904	13.554	1.306	3.650	8.598	13.554	-	-	-	(102)	(240)	(2)	(241)	36	(205)	-	(205)
PH Rio Volcan S.A.	Individual	1.273	17.014	18.287	1.505	4.840	11.942	18.287	-	-	-	(126)	(304)	(10)	(293)	46	(247)	-	(247)
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	9.379	2.220	11.599	12.764	252	(1.417)	11.599	11.310	(9.882)	1.428	(334)	(454)	(12)	(466)	-	(466)	-	(466)
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	48.695	35.771	84.466	996	3.051	80.419	84.466	3.270	(521)	2.749	2.036	1.724	(62)	1.662	(243)	1.419	-	1.419
Generadora Montecristo S.A.	Individual	100.819	20.761	121.580	90.210	9.286	22.084	121.580	60	-	60	(154)	(295)	174	(120)	(72)	(192)	-	(192)
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	49.319	325.509	374.828	2.641	-	372.187	374.828	9.467	(2.169)	7.298	5.540	3.411	(27)	3.383	(22)	3.361	-	3.361
Tecnogat S.A.	Individual	1.391	16.354	17.745	270	-	17.475	17.745	1.008	(83)	925	623	460	(13)	451	(78)	373	-	373
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	16.016	21.845	37.861	483	-	37.378	37.861	846	(15)	831	737	556	-	556	(64)	492	-	492
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	242.961	216.217	459.178	200.272	33.769	225.137	459.178	1.157	-	1.157	165	79	236	315	(502)	(187)	-	(187)
Enel Solar S.R.L.	Individual	4.320	68.022	72.342	3.123	15.942	72.342	72.342	3.156	(526)	2.630	2.344	1.405	(417)	989	(420)	569	-	569
Enel Fortuna S.A.	Individual	201.480	358.444	559.924	25.814	40.310	493.800	559.924	45.828	(28.672)	17.156	13.699	10.400	333	10.733	(3.314)	7.419	-	7.419
Jaguito Solar 10MW S.A.	Individual	1.762	11.035	12.797	1.789	8.024	2.984	12.797	528	(26)	502	407	307	(9)	298	(80)	218	-	218
Progreso Solar 20MW S.A.	Individual	1.671	20.892	22.563	2.067	15.135	5.361	22.563	431	(43)	388	256	70	(11)	58	(20)	38	-	38
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.484.125	5.845.571	7.329.696	2.272.909	1.622.063	3.434.724	7.329.696	811.135	(362.511)	448.624	388.574	324.923	(33.692)	291.256	(99.280)	191.976	116.525	308.501
Enel Perú S.A.C.	Individual	116.966	1.155.587	1.272.553	212.489	-	1.060.064	1.272.553	-	-	(3)	(3)	(229)	73.866	-	-	73.866	71.795	145.661
Enel Generación Perú S.A.	Individual	199.375	894.199	1.093.574	178.933	226.326	688.315	1.093.574	128.306	(48.015)	80.291	65.020	56.371	2.608	68.185	(18.637)	49.548	49.497	99.045
Chinango S.A.C.	Individual	27.383	140.975	168.368	23.698	39.192	105.478	168.368	14.702	(1.211)	13.491	12.366	11.492	61	11.553	(3.409)	8.144	7.438	15.582
Enel Generación Piura S.A.	Individual	49.330	160.116	209.446	71.221	63.070	75.155	209.446	19.418	(6.246)	13.172	11.035	8.634	3.551	12.185	(3.638)	8.549	6.191	14.740
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	221.470	1.340.907	1.562.377	329.841	484.696	767.840	1.562.377	260.926	(168.574)	82.352	63.174	44.571	(2.741)	41.831	(13.330)	28.501	52.225	80.726
Grupo Enel Perú	Consolidado	484.143	2.461.621	2.945.764	694.049	780.220	1.471.495	2.945.764	363.068	(174.456)	188.612	152.541	122.001	3.315	125.317	(39.330)	85.987	104.697	190.684
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	113.129	380.404	493.533	62.491	164.469	266.573	493.533	11.140	(972)	10.168	7.760	4.937	(4.896)	41	5.792	5.833	5.186	11.019

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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 sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
Enel Argentina S.A.	Individual	6.654	464.053	470.737	234	-	470.503	470.737	-	(481)	(481)	(2.321)	(2.376)	(7.959)	40.993	(1.167)	39.426	2.367	41.793
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	98.322	214.098	312.420	103.366	48.267	160.787	312.420	105.074	(4.599)	100.378	53.487	9.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.336)	(60.303)	(30.330)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.094	317.567	15.831	54.753	246.983	317.567	41.540	(3.767)	37.753	27.188	10.081	(26.108)	(15.000)	(5.414)	(20.414)	(44.420)	(64.834)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	272.120	1.887.184	2.159.304	902.066	558.266	698.972	2.159.304	793.771	(528.448)	265.323	22.631	(68.832)	28.590	(40.010)	(138.481)	(178.491)	(128.698)	(307.189)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.049	1.585	16.634	13.676	-	2.958	16.634	1.613	(60)	1.553	(721)	(902)	(555)	(1.456)	-	(1.456)	(647)	(2.103)
Dock Sud S.A.	Individual	134.261	165.382	300.263	15.407	26.198	256.660	300.263	78.637	(8.783)	70.254	55.096	23.190	(27.150)	(3.960)	(3.078)	(1.038)	(37.686)	(44.724)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	259.643	751.345	1.009.988	103.021	789.451	1.009.988	146.292	(10.581)	135.701	75.676	(85.023)	(47.245)	(207.290)	6.960	(200.320)	(47.245)	(133.351)	(333.671)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	317.994	3.656.821	3.974.815	627.146	592.180	2.755.489	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
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	107.101	118.995	226.096	254	161.926	226.096	328.889	(209.590)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	58.972	1.374
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)
EGP Volta Grande	Individual	27.688	273.045	302.743	28.297	134.477	139.969	302.743	81.056	(13.624)	87.432	60.638	83.658	(19.344)	44.114	(14.116)	29.988	(9.874)	21.124
Enel Cien S.A.	Individual	27.289	126.189	153.458	15.518	239	137.701	153.458	54.619	(14)	54.605	47.255	41.626	926	42.752	(14.113)	28.639	(6.636)	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)	(309)	(1.485)	(1.485)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	7.955	7.939	273	149	7.517	7.939	487	(87)	487	(109)	(1.980)	838	751	1.589	(884)	(705)	-
Enel Distribución Ceara S.A.	Individual	709.915	1.396.726	2.106.541	649.178	805.148	652.216	2.106.541	1.511.849	(1.099.329)	412.521	280.045	168.549	(49.867)	119.092	(27.966)	91.186	(41.696)	49.490
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	750.471	2.205.682	2.988.153	1.045.797	1.255.747	684.609	2.988.153	1.581.080	(1.147.521)	433.559	282.304	98.040	(78.981)	19.176	(3.027)	16.152	(37.703)	(21.551)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	870.735	2.613.350	3.484.085	1.182.729	1.239.900	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)
Enel X Brasil S.A.	Individual	41.242	36.982	78.204	32.759	771	44.674	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	(2.920)	51	(2.869)	3.427	558	(2.239)	(1.681)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.680.174	4.986.713	6.674.887	1.604.168	3.972.897	1.097.852	6.674.887	3.848.367	(2.857.634)	990.735	706.896	431.456	(156.850)	274.607	(77.967)	196.220	(107.521)	89.699
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.185	16.362.724	21.172.919	4.981.114	6.554.945	7.636.960	21.172.919	10.970.596	(8.316.744)	2.653.842	1.791.111	1.061.569	(430.128)	631.964	(167.167)	464.777	(450.066)	5.711
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	163.479	2.056.524	2.220.003	371.669	595.042	1.253.292	2.220.003	1.262.495	(409.074)	853.421	788.778	721.673	(47.100)	674.639	(217.507)	457.132	(228.708)	228.424
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	420.427	1.811.019	2.231.446	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	(138.905)	119.953
Enel Peru S.A.C.	Individual	38.474	1.074.700	1.113.174	160.808	-	952.366	1.113.174	-	-	(547)	(2.505)	(2.646)	208.633	(161)	208.472	(73.523)	134.949	-
Enel Generación Peru S.A.	Individual	193.318	636.620	1.029.938	202.454	212.314	615.170	1.029.938	430.578	(150.735)	279.843	223.758	165.249	5.026	205.952	(58.121)	147.831	(96.161)	91.670
Chinango S.A.C.	Individual	11.011	131.687	142.698	5.229	36.288	101.181	142.698	46.927	(4.837)	42.090	37.273	33.863	86	(9.590)	(9.590)	23.959	(7.656)	16.333
Enel Generación Piura S.A.	Individual	41.703	149.223	190.926	23.527	60.834	106.565	190.926	74.242	(23.569)	50.673	41.269	31.196	(5.315)	25.881	(8.109)	(6.218)	9.554	-
Enel Distribución Peru 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	164.164	(21.604)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013
Grupo Enel Peru	Consolidado	457.824	2.284.464	2.742.288	679.708	732.624	1.329.958	2.742.288	1.296.952	(651.370)	635.582	500.382	381.992	(24.677)	357.340	(117.996)	239.344	(112.424)	126.920
Grupo Enel Colombia S.A.S Esp	Consolidado	23.486	381.809	410.294	77.666	19.672	313.956	410.294	27.902	(23.735)	4.169	(17.21)	(4.324)	2.363	(1.932)	1.272	(659)	(6.178)	-
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	288	1.045	1.313	(67)	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
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
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	6.034	7.072	(191)	6.888	(96)	5.982	-	5.982
Generadora Montecristo S.A.	Individual	92.338	19.720	112.058	80.495	9.287	22.276	112.058	1.300	70	1.370	(139)	(576)	(76)	(645)	(238)	(883)	-	(883)
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	46.489	326.025	372.514	3.688	-	368.826	372.514	39.604	(6.986)	32.618	25.188	18.715	(2)	18.743	(543)	18.200	-	18.200
Technopat S.A.	Individual	1.071	16.460	17.531	429	-	17.102	17.531	3.388	(361)	3.027	1.776	21	1.284	(223)	1.061	-	1.061	-
Transmisiona de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.005	37.527	640	-	36.887	37.527	2.198	(51)	2.145	1.693	1.112	(7)	1.104	(158)	946	-	946
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	161.769	216.064	397.833	138.733	33.765	225.325	397.833	4.821	(684)	4.437	1.756	1.409	529	33.162	(3.259)	29.903	-	29.903
Enel Fortuna S.A.	Individual	176.198	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
Enel Solar S.R.L.	Individual	2.732	68.919	71.651	63.048	3.230	15.373	71.651	7.461	(734)	6.727	5.389	2.487	(1.383)	(309)	795	-	795	-
Enel Green Power Peru 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)	(968)	(810)	(1.377)

39. HECHOS POSTERIORES

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el día 26 de abril de 2022, se acordó distribuir un dividendo definitivo (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2022) que asciende a un total de US\$222.257.820, que equivalen a US\$ 0,00207175660763378 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 105 ascendente a US\$128.938.768, que equivale a US\$ 0,00120189131965822 por acción. La fecha de pago prevista es el 31 de mayo de 2022. Tendrán derecho a cobrar estos dividendos los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el día 25 de mayo de 2022.

El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio dólar observado que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 24 de mayo de 2022.

Entre el 1 de abril de 2022 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 31.03.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,24%	0,76%	100,00%	99,24%	0,76%	100,00%
77.333.234-7	ESSA2 S.P.A. (1)	Chile	Dólar Estadounidense	-	-	-	100,00%	-	100,00%
76.802.942-3	Energía y Servicios South America S.P.A.	Chile	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa (1)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Enel Colombia S.A. E.S.P (1)(2)	Colombia	Peso colombiano	57,34%	-	57,34%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (3)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	USME ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. (1)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	100,00%	-	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidacion	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Peru S.A. (USD)	Perú	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa De Generacion 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	Enel Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoquat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucús S.A. (4)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (4)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Rio Volcan S.A. (4)	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 Rio 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) Enel Américas, como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, posee una participación económica de control sobre las compañías PH Chucús S.A., Ph Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,96%	99,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil Central S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Macapá Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energía Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energía Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power 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%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 31.03.2022									Total
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	655	336.816	58	306.187	164.000	14.106	941.475	-	1.763.297
Otros activos financieros corrientes	-	132	7.338	-	15.258	219	147.742	116.670	-	287.359
Otros activos no financieros corrientes	-	4.645	67.486	-	26.319	59.945	24.489	786.462	471	949.817
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.264	63.711	-	420.543	172.034	306.327	3.804.770	-	4.768.649
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.654	25.056	4.181	690	275	29	1.831	-	35.716
Inventarios corrientes	-	-	8.204	-	89.211	63.784	66.639	415.949	-	643.787
Activos por impuestos corrientes	-	9.526	1.581	-	1.833	1.469	11.796	111.334	-	137.339
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	564	-	-	-	-	564
Total Activo Corriente	-	19.876	510.192	4.239	860.405	461.726	571.128	6.158.491	471	8.586.528
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	216.712	-	90.751	292	24.995	3.866.847	-	4.199.597
Otros activos no financieros no corrientes	-	4.732	34.388	-	34.292	37.945	790	3.582.149	-	3.694.296
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	46	194.860	-	20.355	-	22.612	423.568	-	661.441
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	24	-	-	24
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.301	-	-	2.301
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	104.003	-	172.463	80.062	92.794	5.108.620	-	5.557.942
Plusvalía	-	-	701.662	-	38.314	191.254	-	748.994	-	1.680.224
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	1.182.269	-	4.316.796	2.170.987	2.258.667	4.402.058	-	14.330.777
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.352	-	7.352
Activos por derecho de uso	-	-	10.931	-	78.296	171.383	47	125.674	-	386.331
Activos por impuestos diferidos	-	10.777	236.220	-	434	28.662	24.061	859.864	36	1.160.054
Total Activos No Corriente	-	15.555	2.691.045	-	4.751.701	2.690.585	2.426.291	19.125.126	36	31.680.339
Total Activos	-	35.431	3.191.237	4.239	5.612.106	3.142.311	2.997.419	25.283.617	507	40.266.867

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 31.12.2021									Total
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	1.588	348.413	162	150.799	129.607	8.025	757.659	-	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	-	121	1.532	-	76.750	61	143.685	89.881	-	312.030
Otros activos no financieros corrientes	-	4.481	89.825	-	13.731	37.715	27.748	654.913	347	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.521	71.132	-	328.825	175.163	312.025	2.822.475	-	3.711.141
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.692	64.787	3.693	503	273	27	784	-	73.759
Inventarios corrientes	-	-	8.131	-	76.415	55.296	55.911	342.523	-	538.276
Activos por impuestos corrientes	-	9.483	1.765	-	2.628	50.899	8.246	128.719	-	201.740
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	520	-	-	-	-	520
Total Activo Corriente	-	20.886	585.585	3.855	650.171	449.014	555.667	4.796.954	347	7.062.479
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	195.661	-	6.717	12	26.193	3.244.593	-	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	-	5.157	33.645	-	27.954	36.068	830	3.041.767	-	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	43	211.205	-	20.201	-	23.097	470.305	-	724.851
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	26	-	-	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.369	-	-	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	105.554	-	165.571	75.592	86.948	4.322.605	-	4.756.270
Plusvalía	-	-	28.215	-	66.068	263.426	2.015	1.110.501	-	1.470.225
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	1.187.248	-	3.962.716	2.033.436	2.143.756	3.670.372	-	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	6.272	-	6.272
Activos por derecho de uso	-	-	11.109	-	60.872	138.163	49	117.760	-	327.953
Activos por impuestos diferidos	-	726	196.941	-	4.322	29.124	15.928	745.291	36	992.368
Total Activos No Corriente	-	5.926	1.969.578	-	4.314.421	2.575.821	2.301.211	16.729.466	36	27.896.459
Total Activos	-	26.812	2.555.163	3.855	4.964.592	3.024.835	2.856.878	21.526.420	383	34.958.938

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.03.2022									
	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	3.687	-	745.361	6.989	570.411	294.848	8	397.153	-	2.018.457
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	6.706	-	10.485	14.865	15	27.109	-	59.180
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6	31.060	575.703	10.668	410.997	227.402	889.498	3.223.382	22	5.368.738
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	115.468	446.065	727.073	-	1.363	141	320.555	-	1.610.665
Otras provisiones corrientes	-	-	56	-	43.660	10.486	45.247	92.477	-	191.926
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	7.970	-	118.737	13.585	35.349	22.491	-	198.132
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.153	15.699	-	23.950	39.501	27.456	263.458	576	373.793
Total Pasivo Corriente	3.693	149.681	1.797.560	744.730	1.178.240	602.050	997.714	4.346.625	598	9.820.891
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.885.523	79.313	1.154.370	408.049	-	1.808.617	-	5.335.872
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	30.391	-	68.053	3.152	19	104.763	-	206.378
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	950	977	53.401	3.115.562	-	3.170.890
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	96.644	565.143	-	-	-	405.973	-	1.067.760
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.869	-	67.032	51.081	17.920	815.819	-	963.721
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	40.814	-	82.011	260.156	462.808	44.109	-	889.898
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.388	334	-	92.097	4.745	17.189	1.512.416	-	1.629.169
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	25.081	-	-	20.067	37.163	54.882	-	137.193
Total Pasivo No Corriente	-	2.388	2.090.656	644.456	1.464.513	748.227	588.500	7.862.141	-	13.400.881
Total Pasivo	3.693	152.069	3.888.216	1.389.186	2.642.753	1.350.277	1.586.214	12.208.766	598	23.221.772

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2021

PASIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	3.305	-	191.159	7.414	371.171	277.357	8	382.294	126	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	11.038	-	9.246	16.996	14	23.393	-	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6	24.991	187.299	8.172	422.272	240.035	857.048	3.172.285	22	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	189.421	46.878	518.069	2.148	2.001	207	196.983	-	955.707
Otras provisiones corrientes	-	54	2	-	30.974	7.666	49.900	76.248	-	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	14.558	-	87.275	53.643	13.881	13.703	-	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	-	916	17.340	-	31.874	24.132	26.096	185.408	506	286.272
Total Pasivo Corriente	3.311	215.382	468.274	533.655	954.960	621.830	947.154	4.050.314	654	7.795.534
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.748.465	87.003	1.213.912	379.487	-	1.488.716	-	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	31.200	-	53.588	3.135	24	99.944	-	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	874	591	53.914	2.633.688	-	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	96.643	-	7.804	-	-	958.051	-	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.756	-	74.773	47.505	19.116	685.669	-	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.057	44.008	-	223.420	110.465	459.883	39.567	-	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.422	1.723	-	87.419	3.031	17.231	1.311.655	-	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.305	-	15.679	3.199	39.149	50.240	-	134.572
Total Pasivo No Corriente	-	4.479	1.960.100	87.003	1.677.469	547.413	589.317	7.267.530	-	12.133.311
Total Pasivo	3.311	219.861	2.428.374	620.658	2.632.429	1.169.243	1.536.471	11.317.844	654	19.928.845

ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.03.2022					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	3.456.413	634.159	181.547	1.218.417	5.490.536	438.592
Provisión de deterioro	(59.270)	(41.078)	(61.482)	(879.160)	(1.040.990)	(36.788)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.562	-	-	-	1.562	24.008
Provisión de deterioro	(41)	-	-	-	(41)	(638)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	318.551	-	-	-	318.551	265.542
Provisión de deterioro	(969)	-	-	-	(969)	(29.275)
Total	3.716.246	593.081	120.065	339.257	4.768.649	661.441

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2021					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.598.215	569.756	164.762	975.238	4.307.971	497.193
Provisión de deterioro	(27.829)	(30.264)	(40.749)	(739.521)	(838.363)	(32.338)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	913	-	-	-	913	13.742
Provisión de deterioro	(24)	-	-	-	(24)	(365)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	241.477	-	-	-	241.477	273.419
Provisión de deterioro	(833)	-	-	-	(833)	(26.800)
Total	2.811.919	539.492	124.013	235.717	3.711.141	724.851

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.03.2022					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.552.964	3.655.436	5.835.593	239.569	16.388.557	3.895.005
Entre 1 y 30 días	10.394.989	381.214	430.931	21.390	10.825.920	402.604
Entre 31 y 60 días	4.067.791	138.278	311.499	13.651	4.379.290	151.929
Entre 61 y 90 días	2.032.368	69.419	226.581	10.207	2.258.949	79.626
Entre 91 y 120 días	1.882.981	55.073	226.845	11.076	2.109.826	66.149
Entre 121 y 150 días	1.859.678	52.105	227.507	12.103	2.087.185	64.208
Entre 151 y 180 días	1.399.114	41.241	202.658	9.949	1.601.772	51.190
Entre 181 y 210 días	1.480.405	86.079	192.295	11.280	1.672.700	97.359
Entre 211 y 250 días	1.338.119	39.274	177.508	10.155	1.515.627	49.429
Superior a 251 días	16.373.920	966.473	2.018.930	105.156	18.392.850	1.071.629
Total	51.382.329	5.484.592	9.850.347	444.536	61.232.676	5.929.128

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.12.2021					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.206.080	2.846.359	5.767.598	249.049	15.973.678	3.095.408
Entre 1 y 30 días	10.068.327	357.910	458.333	21.645	10.526.660	379.555
Entre 31 y 60 días	3.768.651	111.707	319.522	15.224	4.088.173	126.931
Entre 61 y 90 días	2.184.046	52.203	236.723	11.067	2.420.769	63.270
Entre 91 y 120 días	2.003.370	62.975	236.769	10.908	2.240.139	73.883
Entre 121 y 150 días	1.775.294	38.225	221.348	10.002	1.996.642	48.227
Entre 151 y 180 días	1.444.114	33.018	206.498	9.634	1.650.612	42.652
Entre 181 y 210 días	1.111.566	101.997	195.652	9.567	1.307.218	111.564
Entre 211 y 250 días	706.328	33.300	176.952	8.251	883.280	41.551
Superior a 251 días	17.923.445	722.336	594.230	99.787	18.517.675	822.123
Total	51.191.221	4.360.030	8.413.625	445.134	59.604.846	4.805.164

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	Primeros tres meses			
	2022		2021	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	319.250	78.176	660.033	112.258
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.754	58.223	13.985	51.461
Total	333.004	136.399	674.018	163.719

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

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.03.2022	al 31.12.2021
Provisión cartera no repactada	81.236	295.574
Provisión cartera repactada	10.651	21.950
Recuperos del período	139	(1.520)
Total	92.026	316.004

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.03.2022		al 31.12.2021	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Número de operaciones	955.710	956.160	1.025.520	3.830.580
Monto de las operaciones	78.237	92.026	199.315	316.004

ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.03.2022											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	484.787	5.465	2.207	386	754	1.085	1.318	138	204	4.685	14.082	515.111	6.854
Grandes Clientes	141.712	2.077	442	163	464	860	-	16	-	2.979	1.653	150.366	7
Clientes Institucionales	58.267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.267	-
Otros	284.808	3.388	1.765	223	290	225	1.318	122	204	1.706	12.429	306.478	6.847
Provisión Deterioro	(2.341)	(665)	(1)	-	(1)	(15)	-	-	(10)	(6.618)	(5.358)	(15.009)	-
Servicios no facturados	378.332	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	378.351	-
Servicios facturados	106.455	5.446	2.207	386	754	1.085	1.318	138	204	4.685	14.082	136.760	6.854
Cuentas comerciales por cobrar													
Distribución	2.971.626	397.139	149.722	79.240	65.395	63.123	49.872	97.221	49.225	137.843	915.019	4.975.425	431.738
Clientes Masivos	2.195.518	311.263	109.629	49.247	48.316	45.814	37.322	69.427	37.077	102.487	617.060	3.623.160	369.931
Grandes Clientes	596.084	64.301	29.547	15.547	12.952	13.629	8.787	10.258	7.861	25.475	180.110	964.551	20.970
Clientes Institucionales	180.024	21.575	10.546	14.446	4.127	3.680	3.763	17.536	4.287	9.881	117.849	387.714	40.837
Provisión Deterioro	(56.929)	(8.801)	(17.227)	(14.384)	(16.751)	(20.773)	(23.942)	(63.725)	(33.542)	(74.708)	(695.199)	(1.025.981)	(36.788)
Servicios no facturados	776.717	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	776.717	-
Servicios facturados	2.194.909	397.139	149.722	79.240	65.395	63.123	49.872	97.221	49.225	137.843	915.019	4.198.708	431.738
Total Cuentas comerciales por cobrar													
Brutos	3.456.413	402.604	151.929	79.626	66.149	64.208	51.190	97.359	49.429	142.528	929.101	5.490.536	438.592
Total Provisión Deterioro	(59.270)	(9.466)	(17.228)	(14.384)	(16.752)	(20.788)	(23.942)	(63.725)	(33.552)	(81.326)	(700.557)	(1.040.990)	(36.788)
Total Cuentas comerciales por cobrar													
Netos	3.397.143	393.138	134.701	65.242	49.397	43.420	27.248	33.634	15.877	61.202	228.544	4.449.546	401.804

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2021												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
Cuentas comerciales por cobrar														
Generación y transmisión	380.941	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	8.708	8.119	408.233	12.193	
Grandes Clientes	132.533	3.657	1.226	305	333	301	-	225	-	2.924	1.424	142.928	6.351	
Clientes Institucionales	44.046	162	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.208	-	
Otros	204.362	1.634	525	144	843	46	326	251	487	5.784	6.695	221.097	5.842	
Provisión Deterioro	(2.317)	(23)	(2)	-	-	(7)	(4)	(539)	(482)	(3.709)	(6.117)	(13.200)	-	
Servicios no facturados	285.640	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285.640	-	
Servicios facturados	95.301	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	8.708	8.119	122.593	12.193	
Cuentas comerciales por cobrar														
Distribución	2.217.274	374.102	125.180	62.821	72.707	47.880	42.326	111.088	41.064	112.178	693.118	3.899.738	485.000	
Clientes Masivos	1.580.451	296.626	97.130	46.331	41.075	35.657	29.167	60.987	30.209	83.825	496.112	2.797.570	432.688	
Grandes Clientes	475.627	58.619	20.012	11.091	9.923	8.207	9.274	17.843	6.856	19.685	140.337	777.474	18.822	
Clientes Institucionales	161.196	18.857	8.038	5.399	21.709	4.016	3.885	32.258	3.999	8.668	56.669	324.694	33.490	
Provisión Deterioro	(25.512)	(6.285)	(12.611)	(11.343)	(12.984)	(15.223)	(12.531)	(68.246)	(27.955)	(69.702)	(562.771)	(825.163)	(32.338)	
Servicios no facturados	610.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	610.303	-	
Servicios facturados	1.606.971	374.102	125.180	62.821	72.707	47.880	42.326	111.088	41.064	112.178	693.118	3.289.435	485.000	
Total Cuentas comerciales por cobrar														
Brutos	2.598.215	379.555	126.931	63.270	73.883	48.227	42.652	111.564	41.551	120.886	701.237	4.307.971	497.193	
Total Provisión Deterioro	(27.829)	(6.308)	(12.613)	(11.343)	(12.984)	(15.230)	(12.535)	(68.785)	(28.437)	(73.411)	(568.888)	(838.363)	(32.338)	
Total Cuentas comerciales por cobrar														
Netos	2.570.386	373.247	114.318	51.927	60.899	32.997	30.117	42.779	13.114	47.475	132.349	3.469.608	464.855	

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.03.2022										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		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	484.787	5.465	2.207	386	754	1.085	1.318	138	204	18.767	515.111	6.854
Grandes Clientes	139.430	2.077	442	163	463	860	-	16	-	4.540	147.991	7
Cientes Institucionales	59.134	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.134	-
Otros	286.223	3.388	1.765	223	291	225	1.318	122	204	14.227	307.986	6.847
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	2.826.916	375.749	136.071	69.033	54.319	51.020	39.923	85.941	39.070	947.706	4.625.748	336.879
Cientes Masivos	2.103.893	294.900	99.039	41.449	39.587	36.759	29.492	60.790	28.645	635.024	3.369.578	331.890
Grandes Clientes	568.172	60.840	27.153	13.624	11.019	11.333	7.362	8.133	6.548	186.697	900.881	4.792
Cientes Institucionales	154.851	20.009	9.879	13.960	3.713	2.928	3.069	17.018	3.877	125.985	355.289	197
Cartera repactada	144.710	21.390	13.651	10.207	11.076	12.103	9.949	11.280	10.155	105.156	349.677	94.859
Cientes Masivos	91.624	16.364	10.590	7.799	8.728	9.055	7.830	8.637	8.432	84.614	253.673	62.811
Grandes Clientes	27.912	3.460	2.394	1.923	1.934	2.296	1.425	2.125	1.313	18.888	63.670	10.657
Cientes Institucionales	25.174	1.566	667	485	414	752	694	518	410	1.654	32.334	21.391
Total cartera bruta	3.456.413	402.604	151.929	79.626	66.149	64.208	51.190	97.359	49.429	1.071.629	5.490.536	438.592

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2021										Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a251 días		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	380.941	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	16.827	408.233	12.193
Grandes Clientes	133.912	3.657	1.226	305	333	301	-	225	-	4.347	144.306	12.163
Clientes 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											3.600.186	
Cartera no repactada	2.113.807	352.457	109.956	51.754	61.799	37.878	32.692	101.521	32.813	705.509		339.418
Clientes 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
Clientes 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
Clientes 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
Clientes Institucionales	10.040	1.273	1.070	716	535	427	485	600	671	15.055	30.872	18.438
Total cartera bruta	2.598.215	379.555	126.931	63.270	73.883	48.227	42.652	111.564	41.551	822.123	4.307.971	497.193

ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pais	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2022		al 31.12.2021		al 31.03.2022		al 31.12.2021	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes						
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	276.908	24.300	142.970	3.069	38.949	11.550	61.208	10.318	89.799	-	88.248	-	762.583	5.362	585.845	4.554	22.075	-	29.802	236	1.190.314	41.212	908.073	18.177
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.084	-	-	-	1.084	-	-	-
Total Activo Estimado	276.908	24.300	142.970	3.069	38.949	11.550	61.975	12.240	89.799	-	88.248	-	762.583	5.362	585.845	4.556	23.159	-	29.802	-	1.191.398	41.212	908.073	18.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.207	23.223	102.729	12.218	3.338	10.984	37.500	9.333	39.908	-	44.869	-	467.424	70.161	701.646	54.772	816	-	5.348	2.985	518.693	104.368	892.092	79.308
Total Pasivo Estimado	7.207	23.223	102.729	12.218	3.338	10.984	37.500	9.333	39.908	-	44.869	-	467.424	70.161	701.646	54.772	816	-	5.348	2.985	518.693	104.368	892.092	79.308

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

Pais	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021	
	Energía y Potencia	Peajes																						
Ventas de Energía	265.871	23.331	148.570	12.029	42.467	11.274	57.985	11.137	87.831	-	67.042	-	702.052	4.874	554.116	4.087	23.159	-	-	-	1.121.380	39.479	827.713	27.253
Compras de Energía	6.111	22.298	46.571	14.267	3.258	10.568	37.437	9.491	39.899	-	35.950	-	428.680	63.762	720.601	41.024	816	-	-	-	478.764	96.628	840.559	64.782

ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 31.03.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	137.310	583.926	840.205	1.561.441	63.067	817.048	1.062.435	1.942.550
Entre 31 y 60 días	108.487	354.991	66.552	530.030	65.958	581.141	48.616	695.715
Entre 61 y 90 días	44.569	33.389	13.786	91.744	19.513	82.550	4.599	106.662
Entre 91 y 120 días	5.011	20.416	2.375	27.802	3.198	20.119	2.535	25.852
Entre 121 y 365 días	2.506	113.168	17.339	133.013	32	65.861	18.718	84.611
Más de 365 días	-	12.738	84.564	97.302	-	20.915	77.355	98.270
Total	297.883	1.118.628	1.024.821	2.441.332	151.768	1.587.634	1.214.258	2.953.660

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.03.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	2.745	36.153	30.784	69.682	2.092	42.170	26.389	70.651
Entre 31 y 60 días	-	-	24.075	24.075	-	-	20.731	20.731
Entre 61 y 90 días	-	-	19.947	19.947	-	-	25.277	25.277
Entre 91 y 120 días	-	-	25.245	25.245	-	-	25.690	25.690
Entre 121 y 365 días	-	-	46.984	46.984	-	-	46.273	46.273
Más de 365 días	-	-	458.404	458.404	-	-	387.492	387.492
Total	2.745	36.153	605.439	644.337	2.092	42.170	531.852	576.114

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.03.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	115.838	64.565	1.579.750	1.760.153	7.868	129.069	1.730.335	1.867.272
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.705	9.751	-	11.456	-	9.619	-	9.619
Compra de Activos	132.385	1.081	-	133.466	49.718	97.856	-	147.574
Cuentas por pagar bienes y servicios	50.700	1.079.384	50.510	1.180.594	96.274	1.393.260	15.775	1.505.309
Total	300.628	1.154.781	1.630.260	3.085.669	153.860	1.629.804	1.746.110	3.529.774