

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2021**

**ENEL AMÉRICAS S.A.
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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



Informe del Auditor Independiente

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

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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



Opinión

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

Otros asuntos - Estados financieros consolidados comparativos al 31 de diciembre de 2019 (no incluye el estado de situación financiera consolidado)

El estado de resultados integrales consolidados, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y estados del flujo de Efectivo consolidado de Enel Américas S.A. y subsidiarias por el año terminado el 31 de diciembre de 2019 (los cuales se presentan de modo comparativo en los estados financieros adjuntos), fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros al 31 de diciembre del 2019 en su informe de fecha 26 de febrero de 2020.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nolberto Pezzati'. The signature is fluid and cursive, with a large loop at the end.

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 25 de febrero de 2022

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.396.253	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	7	312.030	230.279
Otros activos no financieros corrientes	8	828.760	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	3.711.141	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	73.759	46.950
Inventarios corrientes	11	538.276	471.433
Activos por impuestos corrientes	12	201.740	127.880
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		7.061.959	6.179.256
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		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		520	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	7.062.479	6.179.256
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	3.473.176	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	8	3.145.421	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	724.851	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	26	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	2.369	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	4.756.270	4.524.826
Plusvalía	15	1.470.225	945.512
Propiedades, planta y equipo	16	12.997.528	8.354.672
Propiedad de inversión		6.272	7.942
Activos por derecho de uso	17	327.953	222.420
Activos por impuestos diferidos	18	992.368	994.382
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	27.896.459	20.754.302
TOTAL ACTIVOS		34.958.938	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	1.232.834	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	60.687	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	4.912.130	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	955.707	597.122
Otras provisiones corrientes	24	164.844	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	12	183.060	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	8	286.272	266.604
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	7.795.534	7.277.222
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	4.917.583	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	187.891	91.070
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	2.689.067	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	1.062.498	144.391
Otras provisiones no corrientes	24	838.819	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	18	879.400	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.423.481	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	134.572	116.961
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	12.133.311	9.322.673
TOTAL PASIVOS		19.928.845	16.599.895
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	15.799.499	9.763.078
Ganancias acumuladas		5.768.691	5.415.698
Acciones propias en cartera		(272)	-
Otras reservas	26.5	(8.735.261)	(7.072.917)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	12.832.657	8.105.859
Participaciones no controladoras	26.6	2.197.436	2.227.804
PATRIMONIO TOTAL		15.030.093	10.333.663
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		34.958.938	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2021	2020 (*) Re-expresado	2019 (*) Re-expresado
Ingresos de actividades ordinarias	27	14.535.024	11.238.976	13.053.376
Otros ingresos, por naturaleza	27	1.657.312	1.052.769	1.334.081
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	16.192.336	12.291.745	14.387.457
Materias primas y consumibles utilizados	28	(10.451.383)	(7.555.915)	(8.541.023)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	5.740.953	4.735.830	5.846.434
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		210.552	147.151	181.565
Gastos por beneficios a los empleados	29	(729.902)	(565.046)	(809.753)
Gasto por depreciación y amortización	30	(993.096)	(858.099)	(948.330)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(100.057)	-	2.126
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(345.172)	(242.372)	(279.125)
Otros gastos por naturaleza	31	(1.119.232)	(1.065.278)	(1.150.709)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	2.664.046	2.152.186	2.842.208
Otras ganancias (pérdidas)		3.218	4.671	14.196
Ingresos financieros	32	295.442	222.406	376.316
Costos financieros	32	(1.052.065)	(768.453)	(1.088.631)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.181	3.133	583
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	32	(1.686)	57.171	136.960
Resultado por unidades de reajuste	32	30.667	76.698	124.477
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	1.940.803	1.747.812	2.406.109
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(806.292)	(566.560)	(236.346)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.134.511	1.181.252	2.169.763
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	1.134.511	1.181.252	2.169.763
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		740.859	825.197	1.614.085
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	393.652	356.055	555.678
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.134.511	1.181.252	2.169.763
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00744	0,01085	0,02465
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00744	0,01085	0,02465
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	99.587.960	76.086.311	65.480.641
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00744	0,01085	0,02465
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00744	0,01085	0,02465
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	99.587.960	76.086.311	65.480.641

(*) Ver nota 2.2.c

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2021	2020 (*) Re-expresado	2019 (*) Re-expresado
Ganancia (Pérdida)				
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	9.312	(476.805)	(576.143)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	9.312	(476.805)	(576.143)
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	(1.193.451)	(2.249.915)	(765.005)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(9)	(10)	(598)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		18.205	(15.547)	6.100
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		2.570	2.571	(194)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(1.172.685)	(2.262.901)	(759.697)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(1.163.373)	(2.739.706)	(1.335.840)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(3.023)	161.766	195.098
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(3.023)	161.766	195.098
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		(8.826)	5.038	(2.165)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(8.826)	5.038	(2.165)
Total Otro resultado integral		(1.175.222)	(2.572.902)	(1.142.907)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(40.711)	(1.391.650)	1.026.856
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(131.803)	(1.521.532)	623.512
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		91.092	129.882	403.344
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(40.711)	(1.391.650)	1.026.856

(*) Ver nota 2.2.c

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2019	6.763.204		(1.666.109)	(5.094)	-	(397)	(3.209.283)	(4.880.883)	4.841.687	6.724.008	2.107.892	8.831.900
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.614.085	1.614.085	555.678	2.169.763
Otro resultado integral	-	-	(617.046)	3.760	(376.997)	(290)	-	(990.573)	-	(990.573)	(152.334)	(1.142.907)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	623.512	403.344	1.026.856
Emisión de patrimonio	3.020.671	-	-	-	-	-	-	-	-	3.020.671	-	3.020.671
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(604.364)	(604.364)	(289.052)	(893.416)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	376.997	-	202.460	579.457	(376.997)	202.460	57.715	260.175
Total de cambios en patrimonio	3.020.671	-	(617.046)	3.760	-	(290)	202.460	(411.116)	632.724	3.242.279	172.007	3.414.286
Saldo final al 31.12.2019	9.783.875		(2.283.155)	(1.334)		(687)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.966.287	2.279.899	12.246.186
Saldo inicial al 01.01.2020	9.783.875		(2.283.155)	(1.334)		(687)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.966.287	2.279.899	12.246.186
	9.783.875	-	(2.283.155)	(1.334)	-	(687)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.966.287	2.279.899	12.246.186
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	825.197	825.197	356.055	1.181.252
Otro resultado integral	-	-	(2.025.141)	(8.049)	(313.534)	(5)	-	(2.346.729)	-	(2.346.729)	(226.173)	(2.572.902)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.521.532)	129.882	(1.391.650)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(570.376)	(570.376)	(306.309)	(876.685)
Incremento (disminución) por otros cambios	(20.797)	-	-	-	313.534	-	252.277	565.811	(313.534)	231.480	124.332	355.812
Total de cambios en patrimonio	(20.797)	-	(2.025.141)	(8.049)	-	(5)	252.277	(1.780.918)	(58.713)	(1.860.428)	(52.095)	(1.912.523)
Saldo final al 31.12.2020	9.763.078		(4.308.296)	(9.383)		(692)	(2.754.546)	(7.072.917)	5.415.698	8.105.859	2.227.804	10.333.663
Saldo inicial al 01.01.2021	9.763.078		(4.308.296)	(9.383)		(692)	(2.754.546)	(7.072.917)	5.415.698	8.105.859	2.227.804	10.333.663
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	740.859	740.859	393.652	1.134.511
Otro resultado integral	-	-	(881.898)	9.809	(568)	(5)	-	(872.662)	-	(872.662)	(302.560)	(1.175.222)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(131.803)	91.092	(40.711)
Emisión de patrimonio	6.036.421	-	-	-	-	-	-	-	-	6.036.421	-	6.036.421
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(387.298)	(387.298)	(534.870)	(922.168)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	568	-	(790.250)	(789.682)	(568)	(790.250)	413.410	(376.840)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Total de cambios en patrimonio	6.036.421	(272)	(881.898)	9.809	-	(5)	(790.250)	(1.662.344)	352.993	4.726.798	(30.368)	4.696.430
Saldo final al 31.12.2021	15.799.499	(272)	(5.190.194)	426		(697)	(3.544.796)	(8.735.261)	5.768.691	12.832.657	2.197.436	15.030.093

(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, Método Directo
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2021	2020	2019
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	19.737.179	14.770.122	18.408.759
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	54.073	36.171	38.223
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	11.675	28.364	26.940
Otros cobros por actividades de operación	700.664	1.269.911	828.859
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(11.673.564)	(8.185.560)	(9.343.478)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(718.763)	(731.887)	(867.683)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(12.624)	(13.014)	(11.723)
Otros pagos por actividades de operación	6.c	(4.479.954)	(5.723.433)
Intereses pagados	(17)	(4.675)	(8.343)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados	(720.829)	(527.952)	(561.805)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(282.264)	(202.182)	(258.805)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
	2.615.576	2.425.510	2.527.511
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	-	-	(97.517)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	1.248.281	176.383	284.939
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(1.265.183)	(215.626)	(245.390)
Préstamos a entidades relacionadas	(48.545)	-	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(1.841.204)	(813.827)	(891.599)
Compras de activos intangibles	(1.170.407)	(739.664)	(767.291)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(22.787)	(5.070)	(3.909)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	43.544	21.037	14.981
Cobros a entidades relacionadas	82.597	-	-
Dividendos recibidos	1.089	2.120	1.521
Intereses recibidos	28.693	43.400	111.730
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.d	1.009.625	(4.369)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
	(1.934.297)	(1.535.616)	(1.599.798)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones	26.1.1	-	2.999.874
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	(282)	-	-
Pagos por otras participaciones en el patrimonio	(29.547)	-	-
Total importes procedentes de préstamos	6.e	2.727.331	1.646.135
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	1.670.872	437.284	1.164.306
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	1.056.459	1.208.851	3.734.517
Préstamos de entidades relacionadas	6.e	1.274.799	295.299
Reembolsos de préstamos	6.e	(2.858.855)	(1.775.865)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.e	(65.009)	(77.292)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.e	(445.257)	-
Dividendos pagados	(962.959)	(1.057.692)	(723.983)
Intereses pagados	6.e	(338.978)	(326.703)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.e	104.007	109.583
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
	(594.750)	(1.186.535)	(822.904)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
	86.529	(296.641)	104.809
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	(197.269)	(135.363)	(70.097)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo			
	(110.740)	(432.004)	34.712
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	1.506.993	1.938.997
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	1.396.253	1.938.997

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	INFORMACIÓN GENERAL	14
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	15
2.1	Principios contables	15
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables	15
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	23
2.4	Sociedades subsidiarias	24
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación	24
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	25
2.5	Entidades asociadas	25
2.6	Acuerdos conjuntos	26
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	26
2.8	Moneda Funcional	28
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera	28
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	31
a)	Propiedades, planta y equipo	31
b)	Propiedad de inversión	33
c)	Plusvalía	34
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	34
d.1)	Concesiones	34
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo	36
d.3)	Otros activos intangibles	36
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	36
f)	Arrendamientos	39
f.1)	Arrendatario	39
f.2)	Arrendador	40
g)	Instrumentos financieros	40
g.1)	Activos financieros no derivados	40
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	42
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	42
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	43
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	44
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	45
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	46
g.8)	Contratos de garantías financieras	46
h)	Medición del valor razonable	46

i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	47
j)	Inventarios	48
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.....	48
l)	Acciones propias en cartera	49
m)	Provisiones.....	50
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	50
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	51
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	51
p)	Impuesto a las ganancias	51
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	52
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	54
s)	Dividendos	54
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	55
u)	Estado de flujos de efectivo	55
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	56
i.	Marco regulatorio:	56
ii.	Límites a la integración y concentración	75
iii.	Mercado de clientes no regulados	76
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	77
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	80
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	83
8.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	84
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	86
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	89
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	89
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	89
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	90
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	91
d)	Transacciones significativas Enel Américas:	91
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	94
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia	97
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	97
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	97
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	97
11.	INVENTARIOS.....	98
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	98
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	99
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	99

14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	101
15.	PLUSVALÍA.....	104
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	107
17.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	110
18.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	112
a)	Impuesto a las ganancias	112
b)	Impuestos diferidos.....	113
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	118
a)	Préstamos que devengan intereses.	118
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	123
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas	126
d)	Deuda de cobertura.....	128
e)	Otros aspectos.....	128
f)	Flujos futuros de deuda no descontados	129
20.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	131
20.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	132
20.2	Flujos futuros de deuda no descontados	134
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	135
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	140
22.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	140
22.2	Instrumentos derivados.....	141
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	144
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	145
24.	PROVISIONES	146
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	147
25.1	Aspectos generales:.....	147
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	148
25.3	Otras revelaciones:	152
26.	PATRIMONIO	154
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	154
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	156
26.3	Gestión del capital.....	156
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	156
26.5	Otras Reservas	157
26.6	Participaciones no controladoras	159
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	160
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	161
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	161
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9	162
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	163
32.	RESULTADO FINANCIERO	164

33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	166
33.1	Criterios de segmentación	166
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	168
33.3	Países	171
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	174
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 180	
34.1	Garantías directas.....	180
34.2	Garantías Indirectas.....	181
34.3	Litigios y arbitrajes	183
34.4	Restricciones financieras.....	197
34.5	Contingencia por COVID-19	203
34.6	Otras informaciones.....	204
35.	DOTACIÓN	207
36.	SANCIONES	208
37.	MEDIO AMBIENTE	214
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	217
39.	HECHOS POSTERIORES.....	220
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS	221
	ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	225
	ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	228
	ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	231
	ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	235
	ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	236

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO

TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

(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 16.461 trabajadores al 31 de diciembre de 2021. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2021 fue de 16.780 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

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero 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 reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2021 y 2020, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados 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 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 2021

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19</i>	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)</i>	1 de enero de 2021

> Enmiendas a NIIF 16 “Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19”

Como resultado de la pandemia de COVID-19, en muchos países se han otorgado concesiones a los arrendatarios para el pago del alquiler, tales como periodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un periodo de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en periodos futuros. En este contexto, el 28 de mayo de 2020 el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 Arrendamientos, con el fin de proporcionar una solución práctica para los arrendatarios, mediante la cual éstos pueden optar por no evaluar si la reducción del alquiler es una modificación del arrendamiento. Los arrendatarios que realicen esta elección contabilizarán tales reducciones de alquiler como un pago variable.

La solución práctica solo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y solo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

- i) el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
- ii) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
- iii) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Estas enmiendas entraron en vigencia para periodos anuales iniciados a partir del 1 de junio de 2020, 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.

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

> **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 “Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)”**

El 27 de agosto de 2020, el IASB finalizó su respuesta a la reforma en curso que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBOR por su sigla en inglés), mediante la emisión de un paquete de modificaciones a las siguientes NIIF:

- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar
- NIIF 4 Contratos de Seguro
- NIIF 16 Arrendamientos

Estas modificaciones están destinadas a ayudar a las compañías a proporcionar a los inversores información útil sobre los efectos de la reforma en sus estados financieros.

Antecedentes

Las IBOR son tasas que se publican diariamente como referencia del interés promedio al que un determinado número de entidades financieras se concederían financiación interbancaria no garantizada en diferentes plazos y monedas.

Ante las preocupaciones originadas por los intentos de manipulación de las tasas de referencia durante los últimos años, los reguladores de todo el mundo iniciaron una reforma radical de estos índices, con el objetivo de aumentar su fiabilidad dentro del sistema financiero internacional. La reforma busca la sustitución de las tasas de interés de oferta interbancaria por tasas de referencia alternativas libres de riesgo, las cuales se basan en transacciones liquidas del mercado subyacente y no dependen del juicio de expertos, tal como como la tasa de financiamiento garantizada a un día (SOFR - Secured Overnight Funding Rate).

Enmiendas Fase 1

La primera fase del trabajo realizado por el IASB para responder a la reforma se centró en proporcionar excepciones temporales que permiten a las entidades continuar aplicando contabilidad de coberturas durante el periodo de incertidumbre previo al reemplazo de las IBOR. Esta fase culminó en 2019 con la emisión de enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF7, las cuales entregaron en vigor el 1 de enero de 2020.

Enmiendas Fase 2

La Fase 2 complementa las enmiendas anteriores y aborda los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa. Estas modificaciones se refieren principalmente a:

- Cambios en los flujos de efectivo contractuales: una empresa no tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros por efecto de los cambios requeridos por la reforma, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;
- Contabilidad de coberturas: una empresa no tendrá que discontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realice los cambios requeridos por la reforma, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y
- Revelaciones: se requerirá que una empresa divulgue información sobre nuevos riesgos que surjan de la reforma y cómo gestiona la transición a tasas de referencia alternativas.

Las enmiendas emitidas en la Fase 2 entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2021, con aplicación retroactiva, salvo ciertas excepciones. No se requiere reexpresar periodos anteriores.

Relaciones de cobertura

El Grupo ha evaluado el impacto de la incertidumbre generada por la reforma de las IBOR en las relaciones de cobertura vigente, con referencia tanto a los instrumentos de cobertura como a las partidas cubiertas, identificando que la exposición más relevante del Grupo es al USD LIBOR.

Las relaciones de cobertura afectadas por la reforma de las IBOR podrían resultar ineficaces debido a las expectativas de los agentes del mercado sobre el momento en el que se producirá la transición de los índices de referencia basados en el mercado interbancario a tasas alternativas libres de riesgo. Esta transición podría ocurrir en diferentes momentos para las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura y conducir a una ineficacia. Por lo tanto, el Grupo está aplicando las modificaciones a la NIIF 9 emitidas en septiembre de 2019 (Fase 1) a las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma.

Exposición del Grupo

En marzo de 2021 se anunciaron las fechas de sucesión de la LIBOR, el 31 de diciembre de 2021 para la LIBOR en euros, francos suizos, yenes y libras esterlinas para todos los plazos y la USD LIBOR a una semana y dos meses, y el 30 de junio de 2023 para todos los demás plazos de la USD LIBOR. Dentro de este contexto, el Grupo ha finalizado la evaluación del impacto de la reforma en los contratos de deuda e instrumentos derivados, tras haber delimitado el alcance en cuanto a su número y valor nominal, incluyendo la determinación de fallback rates (tasas de respaldo) para

nuevas operaciones. Las tasas de referencia alternativas comenzarán a implementarse a partir del 1 de julio de 2023, con la eliminación de las restantes tasas USD LIBOR.

Al 31 de diciembre de 2021, la exposición del Grupo, en términos de montos nominales de los contratos que deben hacer la transición a una tasa de referencia alternativa, desagregados por tipo de instrumento y tasa de interés, es la siguiente:

Millones de dólares estadounidenses			
Nocional al 31.12.2021			
Tipo de tasa	Pasivo financiero no derivados	Derivados	Total
USD LIBOR	1.620	390	2.010

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2021 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 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> - 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 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 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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. 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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **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 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

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\$ 99.071 y MUS\$ 73.345 desde ingresos financieros a ingresos operacionales, para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. Estas reclasificaciones, que no son significativas, no modificaron 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 es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 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 (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2021, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

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

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

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

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

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.

2020

- Con fecha 22 de septiembre de 2020, nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A. adquirió el 51% del capital social de la compañía Luz de Angra Energía S.A., cuyo objeto social es realizar obras y prestar servicios de alumbrado público y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.
- El 22 de octubre se constituyó la sociedad Bogotá ZE SAS, participada 100% por nuestra subsidiaria Enel X Colombia S.A.S.. La nueva Sociedad tiene como objeto principal realizar cualquier actividad relacionada con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior.

2.4.2. Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen 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, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

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

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
				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 31.12.2021			al 31.12.2020		
				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 2019	53,64%
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados 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 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2019
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	102,72	102,69	84,15	84,07	59,88
Real brasileño	5,58	5,39	5,20	5,16	3,94
Sol peruano	4,00	3,88	3,62	3,50	3,34
Peso colombiano	3.981,16	3.743,86	3.432,50	3.693,52	3.281,39

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 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	2 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	66 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	66 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	10 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	0,6 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	0,6 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 vienen realizando gestiones para poder lograr una extensión temporal.

(**) Nuestra subsidiaría 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 diciembre de 2021 y 2020, 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	10 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 y 2020 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2020		31-12-2020	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	10,0%		10,1%	12,8
Brasil	Real brasileño	3,0%		3,5%	
Perú	Sol peruano	2,5%		2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%		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 y 2020 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2021		31-12-2020	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	36,6%	66,1%	35,8%	63,4%
Brasil	Real brasileño	9,3%	60,5%	9,6%	40,2%
Perú	Sol peruano	6,7%	11,9%	7,4%	11,1%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	11,3%	8,7%	10,5%
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 ejercicio 2021, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2020, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el ejercicio 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

En relación a los activos de generación de energías renovables no convencionales de Centro y Sudamérica, integrados en el perímetro de consolidación del Grupo el 1 de abril de 2021 (ver Nota 5), después de haber efectuado un análisis de recuperabilidad de los mismos, se concluyó que no existen indicios que hagan suponer la necesidad de registrar una pérdida por deterioro que pudiese afectar los resultados de Enel Américas.

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 traspaasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose 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 diciembre de 2021 y 2020, 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.

En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM argentino) hay cuatro categorías de agentes locales (empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes) y dos agentes externos (empresas comercializadoras de generación y empresas comercializadoras de demanda), que están autorizados para comprar y vender electricidad y productos relacionados. El ente autónomo argentino a cargo de la operación del MEM es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), que también administra el combustible utilizado por las plantas generadoras.

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.

Generación

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 que efectúen exportaciones de energía a países vecinos interconectados, y que abarcará las transacciones entre el 01 de septiembre de 2021 y el 28 de febrero de 2022.

Los ingresos recaudados por CAMMESA serán destinados a un fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista que tendrán como destino final el financiamiento de obras de infraestructura energética y serán asignadas según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía.

Energías Renovables

En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables. La nueva regulación pospuso para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con

generación de fuentes renovables y estableció como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023.

Transmisión

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 baja 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.

Distribución

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.

Dentro del contexto de cumplimiento de servicio que deben prestar las empresas de distribución de electricidad con fecha 17 de agosto de 2021, mediante Resolución N°267 del ENRE, se ordena crear una “Base de datos para el seguimiento de cortes” con el objeto de evaluar la respuesta técnica y operativa que las distribuidoras brinden a los reclamos iniciados por las personas usuarias por de falta de suministro, a los efectos de darles una rápida asistencia y seguimiento, procurando el restablecimiento eficaz del servicio, con prioridad de solución a los reclamos generados por aquellos usuarios que se encuentren identificadas como Electrodependientes por Cuestiones de Salud.

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.

Durante el año 2006 y la última Revisión Tarifaria Integral del año 2017, se generaron una serie de disputas entre Edesur y el organismo regulador ENRE, las cuales finalizaron con el “Acuerdo de Regularización de Obligaciones” entre las partes firmado el 10 de mayo de 2019. Con fecha 21 de septiembre la Resolución MECOM N°590/21 declaró dicho acuerdo como lesivo al interés general, ordenando la suspensión de los trámites administrativos relativos a la ejecución de las obligaciones asumidas bajo el Acuerdo y se instruye a la Dirección de Asuntos Contenciosos de Energía a iniciar acciones tendientes a obtener la declaración judicial de nulidad del Acuerdo.

La Resolución no atribuye incumplimiento del Acuerdo a Edesur y sin perjuicio de la misma, el Acuerdo se encuentra plenamente vigente en sus efectos: el mismo fue válidamente firmado por las partes con facultades suficientes, encontrándose firme, consentido y en ejecución.

Revisiones Tarifarias

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), sin embargo, las mismas autoridades regulatorias argentinas 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 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.

Con fecha 21 de marzo mediante resolución ENRE N°79/2021, se estableció un nuevo cuadro tarifario transitorio, el cual se reajustó en un 9% mediante resolución N°106 del 30 de abril de 2021, a la espera del Proceso de Renegociación Tarifaria Integral.

Mediante las Resoluciones N°263 y 266/2021 el ENRE aprobó nuevos cuadros tarifarios con aplicación a partir del 1° de agosto de 2021, los cuales sólo modifican el Precio Estacional Estabilizado para las Demandas Mayores de 300 kWh-mes previsto por la Resolución de Secretaría de Energía 748/21. Sin producir cambios en el Valor Agregado de Distribución que percibe Edesur. Pasando por su aplicación la tarifa media de 5,020 a 5,176 \$/kWh (+3,1%).

Otros aspectos regulatorios

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 siguen vigentes mediante la prórroga del estado de emergencia sanitaria hasta el 31 de diciembre de 2022 a través del Decreto 867 del 24 de diciembre de 2021, impidiendo el corte de suministro eléctrico a determinados clientes, acuerdos para destinar las deudas pendientes que mantiene Edesur por fallas en su servicio entre 2017 a 2020 a obras de mejoras en el 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, mecanismos de regularización de las deudas mantenidas por las distribuidoras con CAMMESA, suspensión transitoria de la emisión de Notas de Débito y Liquidaciones Complementarias para los consumos no registrados.

En este contexto el día 21 de enero de 2021 la Secretaría de Energía (SE) 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. Manteniéndose las negociaciones entre dicha Secretaría, los entes y las empresas distribuidoras en relación con el régimen de transición.

b) Brasil

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en 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.

Generación

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.

Actualmente Enel Green Power Brasil está construyendo 692 MW de capacidad instalada de proyectos solares (São Gonçalo III) y eólicos (Lagoa dos Ventos III, Morro do Chapéu Sul II, Fontes dos Ventos II), cuyas energías fueron negociadas esencialmente en el mercado libre.

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 30 de noviembre de 2021 el Regulador de Electricidad (ANEEL) aprobó el nuevo reglamento para Centrales Híbridas, (REN 954/2021) a partir de enero de 2022. La regla, estableciendo requisitos y procedimientos para obtener las autorizaciones necesarias, permitirá un intercambio de conexión de una manera complementaria de diferentes fuentes de generación, optimizando la transmisión del sistema.

Un nuevo Decreto establece que el Regulador otorgará autorización de centrales eléctricas, para protocolos realizados hasta el 3 de marzo de 2022, sin necesidad de un documento específico emitido por el operador del sistema (Información de acceso). Este documento indica la viabilidad, o no, de la conexión a la red en relación con el margen de capacidad de generación. Además, el Decreto prevé la posibilidad de que el Regulador y el Ministerio realicen un procedimiento competitivo de contratación de la capacidad de margen de generación para acceder al sistema interconectado nacional.

Transmisión

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 19 de junio de 2020 el Ministerio de Minas y Energía publicó ordenanza N°. 255, la cual define por la designación oficial a Enel CIEN para continuar operando las instalaciones de Garabi 1 hasta que se designe un nuevo operador a través del proceso de licitación, probablemente a partir de agosto de 2022. Hasta referida fecha, Enel CIEN recibirá ingresos anuales (RAP) calculados con bases en los criterios y la metodología actuales.

Distribución

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 que ocurrirán en el año 2023 (15 de marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22 de abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 4 de

julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22 de octubre para Enel Distribución Goiás). Dicho mecanismo existe desde 2001, y 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 2021	+10,38%	+4,63%
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 descargos 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.

El 31 de agosto de 2021, el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) determinó, mediante Resolución CREG n° 3/2021, que la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”) implemente la Tarifa Bandera de Escasez de Agua en el monto de BRL 142,00/MWh (US\$ 26,28/MWh), vigente desde septiembre de 2021 hasta abril de 2022, para clientes cautivos excepto clientes de bajos ingresos.

Para los clientes de bajos ingresos, ANEEL ratificó una bandera roja de nivel 2 para los meses de septiembre y octubre de 2021, amarilla para noviembre de 2021 y verde desde diciembre de 2021, debido a la mejora en el sistema de agua brasileño.

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.

Otros aspectos regulatorios

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:

Resolución MME 22/2021 - instituye las directrices para la Oferta de Reducción Voluntaria de Demanda de Energía Eléctrica para consumidores libres, con vigencia hasta 30 de abril de 2022. Los consumidores libres y Agregadores

podrán ofrecer productos con volumen mínimo de 5MW por hora por 4 o 7 horas de reducción a precios de mercado. Debido a la mejora de las condiciones hidrológicas, las ofertas fueron suspendidas en noviembre de 2021, pero considerando la vigencia del programa, a cualquier tiempo el ONS puede solicitar nuevas ofertas.

Resolución CREG n° 2/2021 - instituye el Programa de Incentivo para la Reducción Voluntaria del Consumo de Energía Eléctrica: se otorgarán bonificaciones en la factura, a partir de enero de 2022, en el monto de BRL 50,00 por cada 100kWh (US\$ 9 por cada 100kWh), para clientes cautivos que reduzcan entre el 10% y el 20% del consumo de septiembre y diciembre de 2021 frente al consumo entre septiembre y diciembre de 2020.

Resolución CNPE n° 15/2021 - asignó BRL 29,8 mil millones al CDE (US\$ 5,5 mil millones), relacionados con la de cotización de Eletrobrás, siendo BRL 5 mil millones en 2022 (US\$ 0,9 mil millones), con el fin de mitigar los impactos tarifarios en 2022.

Resolución CREG n° 4/2021 - determinó procedimiento competitivo simplificado para la Contratación de Reservas de Capacidad en los subsistemas Sudeste/Medio Oeste y Sur para el período de 2022 a 2025. Para esta subasta, todavía no fueron definidos detalles de las tecnologías que podrán participar.

El 23 de noviembre de 2021 ANEEL aprobó norma con las reglas para evaluación de pedidos de equilibrio económico producto de los impactos debido a la pandemia. Además, el 7 de diciembre de 2021, ANEEL aprobó la actualización de la metodología de reconocimiento regulatorio de las pérdidas no técnicas e incobrabilidad, que se aplicará en las revisiones tarifarias que se realizarán en 2023

Simplificación de plazos de conexión a la red - conexión en 45 días para unidades con potencia contratada de hasta 140 kVA, en áreas urbanas, distancia de hasta 150 metros de la red y donde no hay necesidad de obras de ampliación, refuerzo o mejora en el sistema de distribución.

c) Colombia

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en 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 fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El sector eléctrico se fundamenta 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).

Generación

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 al mercado eléctrico mayorista (MEM), a un precio establecido por el regulador en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

Energías Renovables

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, se han establecido subastas con participación y beneficios adicionales a las FRNCE, como por ejemplo, rebajas hasta un 50% del total de la inversión realizada y los agentes comercializadores deberán adquirir obligadamente un porcentaje del 10% de este tipo de fuente de energía.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS ha venido desarrollando el marco regulatorio mediante Términos de Referencia con los cuales se establecen las características y obligaciones que deben cumplir los interesados en desarrollar proyectos de FRNCER que requieren licencia ambiental.

Ley de transición energética

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.

Por su parte, estableció que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, además prioriza el

licenciamiento ambiental y sus modificaciones a proyectos con fecha de entrada en operación inferior a 2 años y, establece que no requerirán Diagnóstico ambiental de alternativas -DAA los activos de conexión al SIN, de aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que decidan compartir dichos activos de conexión en los términos definidos por la regulación expedida por la CREG. En este sentido, el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 1060 de 2021 establece los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

Finalmente establece que se cree el Sello de Producción Limpia: asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción y que inviertan en mejorar su eficiencia energética, a reglamentarse por el Ministerio de Minas y Energía.

Transmisión

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y están autorizados a cobrar una tarifa por sus servicios. La tarifa de transmisión incluye un cargo de conexión que cubre el costo de operación de las instalaciones y un cargo por uso.

Distribución

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

Revisiones tarifarias

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).

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018, que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de la actividad de Distribución para el nuevo periodo tarifario (2018-2023). Posteriormente, el 24 de junio de 2020, la Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020, que aprueba los cargos de distribución de manera definitiva para Codensa.

En suma, la Comisión en su aprobación determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio. La aplicación en la tarifa empezó a partir del mes de julio de 2020.

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, que 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.

En julio de 2021, se expidió la Ley 2099, que dicta disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. 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 y medición inteligente e institucionales.

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 septiembre de 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Cartilla con las acciones de la ruta de misión de transformación energética.

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 y derogó totalmente la Resolución CREG 030 de 2018 que regulaba la materia.

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, La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME publicó resolución 528 de 2021 por medio de la cual estableció el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN y las disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 y como definir los parámetros generales de la Ventanilla Única.

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 agrega 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

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Costa Rica

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

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

Segmento de Generación

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

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

Por otra parte, a través de la Ley N.° 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.° 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.° 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada

nacional. El proceso de negociación de contratos de compra–venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE. El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

La fijación de tarifas para el ICE y su Sistema de Generación está regida por la Ley N.º 7593 que establece que las tarifas que fije la ARESEP se basarán en el principio de servicio al costo, que consiste en calcular un costo promedio contable y se adiciona un porcentaje de utilidad, llamado también rédito para el desarrollo. El ICE está obligado a presentar al menos un estudio tarifario al año, en el cual se incluye una justificación detallada de cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La legislación costarricense solo autoriza la generación privada con base en fuentes renovables: hidroeléctrica, eólica, solar o biomasa. El mayor generador del país, el ICE, tiene una política muy definida con respecto a la planificación eléctrica del país, la cual, debe buscar la máxima utilización de recursos renovables especialmente de origen hidráulico, según el artículo N.º 1 de su ley de creación

Segmento de Transmisión

El sistema de transporte de electricidad es 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 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.

Segmento de Distribución

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. Este traslado a tarifas no genera pérdidas económicas ni riesgos financieros para las empresas distribuidoras ya que al fijarse las tarifas bajo el principio regulatorio de “Servicio al Costo”, las mismas incluyen el costo de generación de la electricidad que se distribuye.

e) Guatemala

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en 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.

La Ley determina que el mercado eléctrico lo conforma un mercado regulado (distribuidores y usuarios del servicio eléctrico que no cumplen con el mínimo de demanda de potencia establecido por el MEM) y el mercado mayorista (MM). Y las tarifas de transmisión y distribución están sujetas a regulación por la CNEE.

Este mercado funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, y 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. Además, la Ley General de Electricidad establece la separación de funciones en la actividad eléctrica, es decir, generación, transporte y distribución deben realizarse a través de empresas diferentes.

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. La operación del SNI y todos sus elementos eléctricos es una de las responsabilidades del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) estando regido por las Normas de Coordinación Comercial y Normas de Coordinación Operativa. Estas Normas son un conjunto de disposiciones y procedimientos que tienen por objeto garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio. Estas son aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Segmento de Generación

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: Potencia (liquidación mensual) y Energía (liquidación horaria).

Además, es un mercado de costos, por lo que la asignación de los productos que se transan se realiza conforme al Costo Variable de Generación (CVG) declarado por las centrales generadoras conectadas al SNI. El mercado posee las siguientes premisas para su funcionamiento:

Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente: Los participantes consumidores tienen que contratar su demanda de potencia por la duración de un año. Anualmente el AMM calcula la Demanda Firme (DF), la cual debe ser cubierta con Oferta Firme Eficiente (OFE), ésta es asignada a los participantes generadores para vender la potencia en contratos para cubrimiento de DF. La OFE es determinada por el AMM, se calcula a través de la modelación de un despacho de largo plazo (dos años) y se determina en función de la potencia efectiva aportada al SNI por cada central generadora; y la disponibilidad que tuvo al ser convocada durante el Año Estacional previo.

Despacho económico de generación: Las centrales generadoras deben presentar información periódica respecto a su CVG, lo cual se utiliza para realizar una lista de mérito hasta cubrir la demanda del SNI, reservas y compromisos internacionales (contratos firmes). Este mercado es optimizado mediante un despacho económico que consiste en utilizar la oferta disponible (energía y potencia) para abastecer la demanda prevista (energía y potencia) en un período determinado minimizando el costo total de operación. Cada hora se optimiza el despacho de generación, donde el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) o precio spot es determinado por CVG de la última central generadora necesaria para cubrir la demanda y reservas del SNI.

Servicios de transmisión: Incluyen el peaje (fijado por CNEE), y se liquida conforme lo establecido en las Normas de Coordinación Comercial.

Servicios complementarios: Los principales contemplan las reservas operativas para regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria). De igual forma, se considera el control de potencia reactiva y tensión y el arranque en negro.

Generación Forzada: Es toda la generación que fuera del despacho económico, se programa para cumplir requerimientos de seguridad, calidad del servicio, exportaciones, entre otros.

Otros cargos: Cargos de habilitación para poder realizar transacciones en el Mercado Mayorista (cuota AMM) y cargos de habilitación para transacciones en el MER, principalmente los correspondientes a las instituciones regionales (EOR y CRIE).

Segmento de Transmisión

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, 230, 138 y 69 kV.

Segmento de Distribución

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, es decir el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia. La CNEE aprueba el Estudio Tarifario del Valor Agregado de Distribución (EVAD) y los correspondientes Pliegos Tarifarios para la Tarifa No Social y Tarifa Social, que serán cobrados a los usuarios finales.

f) Panamá

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Panamá

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, 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 Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, a través del Centro Nacional de Despacho (CND) que funge de Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.. Adicionalmente, ETESA es la entidad gubernamental que funge en calidad de gestor de compras 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.

Para el funcionamiento del Mercado eléctrico panameño, se tiene establecida Reglas Comerciales y Operativas que deben cumplir todos los agentes del Mercado.

Segmento de Generación

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:

· Mercado de corto plazo o spot

El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación. El Precio Spot o Costo Marginal del Sistema (CMS) corresponde al Costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema sin restricciones de transmisión. Para su determinación se incluye:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación y es declarado por cada agente. Los costos variables térmicos dependen de los precios de combustible, transporte y operación y mantenimiento. Valor auditado por el CND.
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas de embalse, calculado por el CND de acuerdo a lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y las metodologías de detalle. Este valor del agua depende de un análisis estocástico realizado por el operador donde se toman en cuenta todas las variables del sistema: proyección de caudales, mantenimientos de plantas, red de transmisión, etc.

c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el Ente Operador Regional (EOR).

d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes.

· **Mercado de Contratos**

Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones). Mediante los contratos de suministros se pueden establecer compromisos exclusivamente de potencia, de energía o de potencia y energía.

· **Mercado de generación para los clientes libres**

En Panamá, se considera Gran Cliente a toda persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de potencia y energía se pueden realizar en el mercado mayorista de electricidad (gran cliente habilitado) o a las distribuidoras. A partir de julio de 2014, los grandes clientes habilitados tienen la opción de negociar libremente el suministro de sólo energía con un Agente Productor o comprar energía en el Mercado Ocasional, mientras que la potencia debe adquirirla a la empresa de distribución a la tarifa aprobada.

Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que incluyen la exoneración del cargo por distribución y transmisión a centrales mini hidroeléctricas, geo termoeléctricas y sistemas de centrales con otras fuentes nuevas, renovables y limpias con capacidad instalada menor a 10 MW cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional. Además, las plantas con capacidad entre 10 y 20 MW, pagan la mitad de los cargos por distribución y transmisión. Cuentan con incentivos fiscales como: exoneración o reducción de impuestos de importación, del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios y del Impuesto Sobre la Renta.

Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está formado principalmente por tramos de líneas de 230 kV y 115 kV. La prestación del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, continua, regular y eficiente; está a cargo de ETESA de acuerdo a la Ley 6 de 3 febrero de 1997. Dicha empresa se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado, siendo su capital accionario 100% propiedad del Estado.

Segmento de Distribución

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.

El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos: administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, una tasa razonable de rentabilidad que remunera sus inversiones y sus activos y la depreciación sobre los activos de la distribuidora.

b) Perú

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en 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.

Generación

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.

Energías Renovables

El Decreto Legislativo N° 1002 creó un régimen promocional para generación con fuentes de energía renovables no convencionales "RER", para lo cual se consideraron subastas para tecnologías específicas (para cubrir hasta el 5% de la demanda de energía) con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de transmisión.

Transmisión

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.

La actividad de transmisión comprende al Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión en el marco de lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas, y comprende al Sistema Garantizado de

Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión según lo establecido en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. El sistema de transmisión se encuentra regulado por Osinergmin.

Distribución

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”). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas mediante el Decreto Legislativo N° 1221.

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 (organismo regulador). 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.

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

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 han contribuido 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 hubiere realizado con fecha 1 de enero de 2021, los ingresos consolidados de Enel Américas se habrían incrementado en MUS\$ 1.013.717 y las ganancias después de impuestos consolidadas habrían disminuido en MUS\$ 96.153.

ii) Derecho a retiro.

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

iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones

En conexión con la fusión, con fecha 15 de marzo de 2021 se informó comunicación divulgada por, Enel SpA, mediante la cual ésta anunció formalmente el inicio de la oferta pública voluntaria para la adquisición de hasta 7.608.631.104 acciones emitidas por Enel Américas S.A. (incluyendo acciones representadas por American Depositary Shares "ADSs") equivalentes a un 10% del capital social a esa fecha (la "Oferta"). Esta Oferta se inició

el 15 de marzo y concluyó el 13 de abril del año en curso, que resultó en la adquisición por parte de Enel SpA de 6.903.312.254 acciones (incluidas 705.246.850 acciones representadas por 14.104.937 ADSs).

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

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

miles de dolares estadounidenses - MUS\$			
ACTIVOS	al 01.04.2021	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		
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	[Subtotal] 1.635.622	PASIVOS CORRIENTES TOTALES	[Subtotal] 662.960
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 diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Efectivo en caja	290	308
Saldos en bancos	518.572	641.870
Depósitos a corto plazo	841.039	749.671
Otros instrumentos de renta fija	36.352	115.144
Total	1.396.253	1.506.993

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 31.12.2021	al 31.12.2020
Peso chileno	1.589	638
Peso argentino	8.025	65.480
Peso colombiano	150.799	381.754
Real brasileño	757.658	741.281
Sol peruano	129.607	147.458
Dólar estadounidense	348.413	170.335
Euro	162	47
Total	1.396.253	1.506.993

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	2021	2020	2019
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.704.477)	(2.587.437)	(3.613.564)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(480.921)	(349.481)	(578.708)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(839.175)	(736.116)	(1.148.756)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(455.381)	(340.754)	(382.405)
Total otros pagos por actividades de operación	(4.479.954)	(4.013.788)	(5.723.433)

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$ 2.254.373, MUS\$ 2.025.223 y MUS\$ 2.672.785, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a

trabajadores de baja renta, mientras que el “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$ 327.634, MUS\$ 442.734 y MUS\$ 827.589, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 83.107, MUS\$ 86.768 y MUS\$ 85.089, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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) A continuación se presenta el detalle de otras entradas (salidas) de efectivo del flujo de inversión:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otras entradas (salidas) de actividades de inversión	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Efectivo y Efectivos equivalentes fusión con EGP Américas (1)	1.022.668	-	-
Otra entradas (salidas)	(13.043)	(4.369)	(7.263)
Total otros pagos de actividades de financiación	1.009.625	(4.369)	(7.263)

(1) Saldo inicial de efectivo y equivalentes al efectivo producto de la incorporación de EGP Américas en Enel Américas (ver Nota 5).

e) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2021
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.975.028	1.306.898	(3.301.621)	(334.975)	(2.329.698)	219.817	7.455	(122.726)	457.536	-	1.357.742	1.565.154
Préstamos Largo plazo	4.018.731	2.695.229	(12.711)	-	2.682.518	972.354	14.233	(334.779)	16.249	-	(1.359.537)	6.009.769
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(65.009)	(4.003)	(69.012)	31.092	-	(12.934)	2.918	135.283	18.671	248.578
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	114.230	-	-	114.230	(134.315)	(12.366)	(63.350)	24.942	-	(15.331)	(200.499)
Total	6.022.010	4.116.357	(3.379.341)	(338.978)	398.038	1.088.948	9.322	(533.789)	501.645	135.283	1.545	7.623.002

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2020
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.422.681	1.359.012	(1.689.240)	(320.948)	(651.176)	-	3.990	(80.673)	323.080	-	957.126	1.975.028
Préstamos Largo plazo	4.818.468	582.583	(91.207)	-	491.376	-	9	(516.196)	9.757	-	(784.683)	4.018.731
Pasivo por arrendamientos	190.269	-	(77.252)	(5.755)	(83.047)	-	-	(15.290)	9.286	45.639	(4.297)	142.560
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	114.004	-	-	114.004	-	9.691	(152.874)	(15.286)	-	(1.907)	(114.309)
Total	6.363.461	2.055.599	(1.857.739)	(326.703)	(128.843)	-	13.690	(765.033)	326.637	45.639	166.239	6.022.010

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2019
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	4.264.806	3.401.133	(7.150.100)	(605.522)	(4.354.499)	-	4.812	8.608	571.136	-	927.808	1.422.651
Préstamos Largo plazo	4.635.549	1.525.820	(297.385)	-	1.228.435	-	-	(50.138)	-	-	(895.378)	4.818.468
Pasivo por arrendamientos	121.973	-	(59.177)	(9.077)	(68.254)	-	-	10.866	11.666	114.963	(945)	190.269
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(113.974)	95.512	-	-	95.512	-	(10.363)	(32.030)	-	-	(7.082)	(67.937)
Total	8.808.354	5.022.465	(7.506.662)	(614.699)	(3.098.796)	-	(5.551)	(62.694)	582.802	114.963	24.403	6.363.481

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	156.171	118.383	26.193	25.460
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	50.941	13.827	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.978.228	2.468.149
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	2.155	268
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	72.226	10.283	294.695	267.351
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	32.689	86.465	171.905	29.635
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	3	1.321	-	-
Total	312.030	230.279	3.473.176	2.790.863

- (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 diciembre de 2021 son MUS\$ 949.250 (MUS\$ 831.941 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 702.439 (MUS\$ 582.649 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 78.095 (MUS\$ 43.318 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 1.134.209 (MUS\$ 1.010.241 al 31 de diciembre de 2020) y MUS\$ 114.235 (MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2020), 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 Proyectos I (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 diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Otros activos no financieros				
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	121.759	68.200	130.510	118.268
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	26.823	7.536	129.126	180.824
Servicios en curso prestados por terceros	15.891	9.993	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	96.449	90.349	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	267.838	267.266
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	585.715	314.825
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	411.066	211.611	1.952.001	1.366.883
Gastos pagados por anticipado	31.310	53.783	-	-
Otros	125.462	119.314	80.231	84.790
Total	828.760	560.786	3.145.421	2.332.856

(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, al cierre de los ejercicios 2021 y 2020 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 16.786 y MUS\$ 14.479, respectivamente, que corresponden a los montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015. Por este mismo motivo durante el ejercicio 2019 se reconoció una pérdida por deterioro de MUS\$ 110.774.

(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\$ 1.064.948, MUS\$ 187.727, MUS\$ 533.824 y 576.566, respectivamente, al 31 de diciembre de 2021 (MUS\$1.326.297, MUS\$ 252.197, MUS\$ 0 y MUS\$ 0, respectivamente, al 31 de diciembre 2020).

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.16).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	251.358	230.395	75.814	48.266
Otros	34.914	36.209	58.758	68.695
Total	286.272	266.604	134.572	116.961

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 diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.550.361	3.924.946	784.354	643.923
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	4.307.971	3.693.052	497.193	354.376
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	913	584	13.742	8.214
Otras cuentas por cobrar, bruto	241.477	231.310	273.419	281.333

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.711.141	3.234.935	724.851	578.524
Cuentas comerciales por cobrar, neto	3.469.608	3.008.544	464.855	289.361
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	889	568	13.377	8.000
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	240.644	225.823	246.619	281.163

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Anticipos a proveedores	85.139	28.441	6.203	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	17.971	27.593	-	-
Cuentas por cobrar al personal	7.769	7.869	11.857	12.798
Cuentas proyecto VOSA (ii)	44.898	43.800	226.047	268.075
Mecanismos de subsidios y contribuciones	5.358	33.545	-	-
Otras	79.509	84.575	2.512	290
Total	240.644	225.823	246.619	281.163

(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.

CONTA-COVID

Con fecha 18 de mayo de 2020, se publicó en el diario oficial de Brasil el Decreto N° 10.350, que autorizó la creación de la CONTA-COVID. En esencia, consiste en el establecimiento de un mecanismo de anticipo de caja a las Compañías de Distribución Eléctrica, respecto a cuentas por cobrar ya devengadas, que en una operación normal se recuperarían mediante la facturación futura a clientes, una vez efectuados los correspondientes procesos de actualización tarifaria. La CONTA-COVID es administrada por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica – CCEE.

La CONTA-COVID está regulada por la Resolución Normativa N° 885 del Ministerio de Minas y Energía, de fecha 23 de junio de 2020, y los fondos de misma se obtuvieron a través de un “préstamo sectorial”, contratado por un conjunto de bancos. La CCEE centralizó la contratación de operaciones de crédito y transfirió los fondos a las Empresas de Distribución Eléctrica, de acuerdo al tope establecido por la ANEEL para cada compañía.

La CONTA-COVID garantiza los recursos económicos necesarios para compensar la pérdida de ingresos por la pandemia y protege al resto de la cadena productiva del sector eléctrico, al permitir que las empresas de Distribución Eléctrica sigan cumpliendo sus contratos. Además, permitió evitar importantes ajustes en las tarifas eléctricas, ya que, sin este mecanismo, se habría generado un impacto para los consumidores en los próximos reajustes, con pago en 12 meses. Con este mecanismo, el impacto se diluirá en un periodo total de 60 meses.

Al 31 de diciembre de 2021 no se recibieron montos por este concepto. Los montos recibidos al 31 de diciembre de 2020 por las subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil (presentados en el estado de flujo de efectivo consolidado a esa fecha, en la línea Otros cobros por actividades de operación), los cuales se registraron contra los correspondientes activos y pasivos sectoriales, fueron BRL 3.172.022 (equivalentes a MUS\$ 569.483).

Los incrementos tarifarios diferidos en este periodo se pagarán por los clientes en hasta 5 años, a partir de este año, mediante una tarifa sectorial cobrada por las distribuidoras y trasladada a la CCEE. La CCEE, a su vez, amortizará el préstamo contratado con la unión de bancos acreedores del préstamo sectorial.

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

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

b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 31.12.2021	al 31.12.2020
Con antigüedad menor de tres meses	539.492	555.004
Con antigüedad entre tres y seis meses	124.013	92.337
Con antigüedad entre seis y doce meses	103.368	75.779
Con antigüedad mayor a doce meses	132.349	169.477
Total	899.222	892.597

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 2020	768.217
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	211.536
Montos castigados	(112.591)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(111.752)
31 de diciembre de 2020	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

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 316.004 al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un aumento de un 49% respecto a la pérdida de MUS\$ 211.536 registrada durante el ejercicio de 2020. Este aumento proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS\$ 112.133 compensado por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ (14.983). 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 diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$						Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	416	543	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	302	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	725	1.003	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	151	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	226	243	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	16	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.330	265	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	541	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	1	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3	1.289	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.285	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	86	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	30	46	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	22	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	147	102	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	148	105	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	229	133	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	4.607	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	US\$	Otros servicios	338	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	COP	Otros servicios	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	531	93	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	44	43	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	2.271	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	709	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	6	7	26	32
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	410	430	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	26	7	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	2.250	2.377	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	410	222	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	693	802	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.544	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	407	92	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	341	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	232	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	3.208	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	-	17	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	-	32.544	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	21	22	-	-
Extranjera	E-Distributivie Muntenia	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	58	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	206	141	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	1	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Inversiones financieras	54.935	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	172	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudáfrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	673	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	210	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	83	-	-	-
Total						73.759	46.950	26	32

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.		Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corriente		No corriente	
							al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	10.902	3.685	-	-	
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.043	3.702	-	-	
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	3.368	252	-	-	
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	91	67	-	-	
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	10.392	145	454.220	144.391	
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prest. Por pagar	26.622	150.269	-	89.698	
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	184.012	-	503.831	-	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	EUR	Servicio de Garantía financiera	203	745	-	-	
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	248	217	-	-	
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	23	25	-	-	
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	12	8	-	-	
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.028	1.116	-	-	
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	26.768	31.107	-	-	
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.243	17.901	-	-	
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	37.418	482	-	-	
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	2.341	-	-	-	
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	392	-	-	-	
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	1.724	1.501	-	-	
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	569	2.129	-	-	
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	4	-	-	
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.675	1.547	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Otros servicios	423	-	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	14.252	9.063	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	58.868	51.334	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	18.465	3.417	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	2.148	-	7.804	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	119.181	-	-	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	182.853	160.914	-	-	
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	39	54	-	-	
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	457	1.321	-	-	
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	960	7.113	-	-	
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	6.795	2.978	-	-	
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	899	-	-	-	
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	647	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3.431	629	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	21.072	8.196	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	15.016	942	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	93.172	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	9.318	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	77	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	194	-	-	-	
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	5.158	3.967	-	-	
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	639	304	-	-	
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.386	785	-	-	
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.512	2.586	-	-	
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	263	1.394	-	-	
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	749	-	-	-	
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	392	318	-	-	
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	17.731	15.279	-	-	
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	7.300	6.755	-	-	
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	1.085	-	-	-	
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	632	892	-	-	
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	2.001	220	-	-	
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	623	704	-	-	
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	17	18	-	-	
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	52	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	-	1.328	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	70	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	-	2.637	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	16	-	-	
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	475	1	-	-	
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	189	163	-	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	522	1.583	-	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	2.188	-	-	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	2.010	2.128	-	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	1.185	631	-	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	35	-	-	-	
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	15	11	-	-	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	679	768	-	-	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	266	345	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	97	240	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	544	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	1.327	780	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	1.205	1.777	-	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	863	4	-	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	618	-	-	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	978	-	-	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	276	-	-	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	105	430	-	-	
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	-	33.395	-	-	
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	2.005	-	-	
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	24	-	-	
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	431	-	-	-	
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	852	-	-	-	
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	48.811	6.110	-	-	
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	50	34.999	-	-	
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	9.697	12.885	-	-	
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	233	146	-	-	
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	3	3	-	-	
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	510	-	-	
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	202	-	-	-	
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	894	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	190	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumanía	Matriz Común	EUR	Otros servicios	233	-	-	-	
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	-	6.945	-	
Extranjera	Gridspertise Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	655	-	-	-	
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	50	-	-	-	
Total						955.707	597.122	1.062.498	144.391	

(*) Ver Nota d) a continuación.

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2021	2020	2019
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración e informáticos	(3.547)	(7.158)	(7.707)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Informáticos	(5.109)	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(39.181)	(2.441)	(127.977)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(8.405)	(7.418)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(2.989)	(897)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(28.228)	(30.448)	(16.685)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(5.253)	(7.051)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(2.008)	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(6.350)	(7.268)	(3.536)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	-	(8.483)	(7.156)
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	-	1.993	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(11.011)	(3.757)	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(758)	(12.278)
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	-	(6.778)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(24.913)	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(7.239)	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(3.778)	(4.045)	(2.827)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(15.187)	(11.542)	(11.554)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(6.841)	(2.852)	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(81.395)	(147.841)	(93.299)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	6.707	54.158	1.134

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

d) **Transacciones significativas Enel Américas:**

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 20 de mayo de 2021.
- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento febrero 2023. Al 31 de diciembre de 2021 esta línea comprometida no se ha girado.
- > 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. Al 31 de diciembre de 2021 esta línea se encuentra vencida.
- > 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. Al 31 de diciembre de 2021 esta línea se encuentra vencida.
- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2021 esta línea no se encuentra girada.
- > 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 Río, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023.
- > El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.

- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023.
- > El 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 diciembre de 2021 esta línea no se encuentra girada.

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 diciembre de 2021, 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 16 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 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2019			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Total				478	-	144

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 (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz (3)	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (5) (6)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (5)	Fiscal y Secretario del Directorio

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

(2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control.

(3) 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.

(4) El Sr. Simone Tripepi asumió el 29 de agosto de 2019 como Gerente de Enel X South America.

(5) Los señores Raffaele Cutrignelli 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.

(6) 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\$			
	2021	2020	2019
Remuneración	3.869	3.495	2.407
Beneficios a corto plazo para los empleados	88	148	106
Otros beneficios a largo plazo - IAS	7	7	-
Total	3.964	3.650	2.513

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 diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Inventarios	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Suministros para la producción	21.639	26.685
Petróleo	14.898	16.686
Carbón	6.741	9.999
Repuestos	72.256	53.013
Materiales eléctricos	444.381	391.735
Total	538.276	471.433

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 116.666, MUS\$ 137.850 y MUS\$ 277.117, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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 diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos por impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	191.858	118.609
Otros	9.882	9.271
Total	201.740	127.880

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por Impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Impuesto a la renta	183.060	222.870
Total	183.060	222.870

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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País 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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2020
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	1.220	475	(345)	(252)	-	(103)	995
Extranjero	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso Argentino	50,00%	186	28	-	(54)	(75)	48	133
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,00%	32	687	(483)	(9)	(227)	-	-
Extranjero	Central Térmica San Martín (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,00%	249	732	(548)	(72)	(361)	-	-
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	291	1.211	(481)	(84)	208	-	1.145
Total						1.978	3.133	(1.857)	(471)	(455)	(55)	2.273

(1) Durante el mes de noviembre de 2020, se cumplieron todas las condiciones que permiten la incorporación del Estado Nacional de Argentina en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín. Esta situación originó que el Grupo perdiera su influencia significativa en las mismas (ver Nota 34.6).

Producto de lo anterior, al cierre del ejercicio 2020, el Grupo reclasificó estas inversiones como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, generando un ingreso financiero de MUS\$ 24.893 (ver nota 32).

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 31.12.2021										
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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 31.12.2020										
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%	3.975	1.314	866	1.437	3.388	(1.963)	1.425	(755)	670

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 diciembre de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Bruto	9.116.265	8.525.990
Servidumbre y Derechos de Agua	42.351	50.415
Concesiones	8.216.801	8.042.389
Costos de Desarrollo	21.807	14.544
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	151.027	44.596
Programas Informáticos	594.329	372.455
Otros Activos Intangibles Identificables	89.950	1.591

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.359.995)	(4.001.164)
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.465)	(16.969)
Concesiones	(4.095.665)	(3.807.526)
Costos de Desarrollo	(9.057)	(9.708)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(24.495)	(23.499)
Programas Informáticos	(164.481)	(141.994)
Otros Activos Intangibles Identificables	(49.832)	(1.468)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Netos	4.756.270	4.524.826
Servidumbre y Derechos de Agua	25.886	33.446
Concesiones Neto (1)	4.121.136	4.234.863
Costos de Desarrollo	12.750	4.836
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	126.532	21.097
Programas Informáticos	429.848	230.461
Otros Activos Intangibles Identificables	40.118	123

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Enel Distribución Río S.A. (*)	457.564	534.325
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	403.268	434.656
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.332.237	1.240.641
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.785.849	1.965.083
EGP Cachoeira Dourada S.A.	50.483	60.158
Grupo EGP Brasil	6.719	-
PH Chucás S.A. (*)	52.587	-
Enel Fortuna S.A.	28.711	-
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.940	-
Enel Green Power Volta Grande	1.776	-
TOTAL	4.121.136	4.234.863

(*) 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 01.01.2021	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

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 01.01.2020	4.546	31.487	5.281.728	25.490	184.430	198	5.527.879
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	738.387	-	82.988	-	821.375
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(263)	(1.472)	(1.192.132)	(1.705)	(20.661)	(16)	(1.216.249)
Amortización	(146)	(1.257)	(357.855)	(3.149)	(29.963)	(59)	(392.429)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Disposiciones	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Hiperinflación Argentina	-	-	37	-	9.991	-	10.028
Otros incrementos (disminuciones)	211	-	(217.784)	-	8.317	-	(209.256)
Total movimientos en activos intangibles identificables	290	1.959	(1.046.865)	(4.393)	46.031	(75)	(1.003.053)
Saldo final al 31.12.2020	4.836	33.446	4.234.863	21.097	230.461	123	4.524.826

(1) Ver Nota 30.b)

Al 31 de diciembre de 2021, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 365.893 (MUS\$738.387 al 31 de diciembre de 2020) 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 ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 y por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 fueron de MUS\$ 535.635 y MUS\$ 821.375, respectivamente.

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

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 ascendió a MUS\$ 5.475, MUS\$ 1.185 y MUS\$ 7.611, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,90%, 4,98% y 9,27% al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 103.072, MUS\$ 76.470 y MUS\$ 89.154, respectivamente.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020. (Ver Nota 3.e).

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 diciembre de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2020	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 31.12.2020	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro (*)	Saldo Final al 31.12.2021
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	211.367	(47.672)	-	163.695	-	(11.043)	-	-	152.652
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.191	(529)	-	12.662	-	(2.016)	-	-	10.646
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	25.372	(7.299)	6.530	24.603	-	(4.461)	10.263	(9.963)	20.442
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	69.647	(5.801)	-	63.846	-	(6.022)	-	-	57.824
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	77.503	(17.480)	-	60.023	-	(4.049)	-	-	55.974
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	131.090	(10.918)	-	120.172	-	(11.335)	-	-	108.837
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.835	(234)	-	5.601	-	(892)	-	-	4.709
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	23	(3)	-	20	-	(2)	-	-	18
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	984	(222)	-	762	-	(51)	-	-	711
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	106.396	(23.997)	-	82.399	-	(5.559)	-	-	76.840
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	531.635	(119.906)	-	411.729	-	(27.776)	-	-	383.953
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	-	-	-	-	422.410	15.281	-	-	437.691
Enel Green Power Argentina S.A.	Enel Green Power Argentina S.A. (10)	-	-	-	-	2.252	(237)	-	-	2.015
Enel Green Power Colombia SAS E.S.P	Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	-	-	-	-	55.335	(4.623)	-	-	50.712
Enel Green Power Peru S.A.	Enel Green Power Peru S.A. (10)	-	-	-	-	76.306	-	-	-	76.306
Enel Solar S.R.L.	Enel Solar S.R.L. (10)	-	-	-	-	2.094	-	-	-	2.094
Enel Green Power Panama S.A.	Enel Green Power Panama S.A. (10)	-	-	-	-	24.964	-	-	-	24.964
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A. (10)	-	-	-	-	2.838	(159)	-	-	2.679
Jaguito Solar 10MW S.A.	Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	-	-	-	-	386	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A.	Progreso Solar 20MW S.A. (10)	-	-	-	-	772	-	-	-	772
Total		1.173.043	(234.061)	6.530	945.512	587.357	(62.944)	10.263	(9.963)	1.470.225

(*) Ver nota 30.b)

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2021 (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.

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	21.570.734	15.691.168
Construcción en Curso	2.920.093	1.107.981
Terrenos	153.913	158.894
Edificios	1.203.037	479.161
Plantas y Equipos de Generación	9.868.826	6.894.543
Infraestructura de Red	6.846.721	6.647.840
Instalaciones Fijas y Accesorios	578.144	402.749

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(8.573.206)	(7.336.496)
Edificios	(319.228)	(225.850)
Plantas y Equipos de Generación	(4.489.844)	(3.509.839)
Infraestructura de Red	(3.455.646)	(3.379.182)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(308.488)	(221.625)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12.997.528	8.354.672
Construcción en Curso	2.920.093	1.107.981
Terrenos	153.913	158.894
Edificios	883.809	253.311
Plantas y Equipos de Generación	5.378.982	3.384.704
Infraestructura de Red	3.391.075	3.268.658
Instalaciones Fijas y Accesorios	269.656	181.124

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, han sido los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	1.107.981	158.894	253.311	3.384.704	3.268.658	181.124	8.354.672
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.725.928	958	499	-	-	34.039	1.761.424
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	809.849	5.288	547.110	2.476.336	100.051	13.775	3.952.409
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(181.401)	(24.021)	(20.800)	(504.454)	(424.512)	(21.878)	(1.177.066)
Depreciación	(3.734)	-	(27.596)	(269.194)	(215.232)	(32.936)	(548.692)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (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	163.913	883.809	5.378.982	3.391.075	269.656	12.997.528

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2020	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 01.01.2020	1.189.709	163.522	257.147	3.585.593	3.369.083	198.384	8.763.438
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	583.727	-	744	246	-	21.846	606.563
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(214.324)	(11.335)	(25.179)	(282.132)	(412.848)	(38.472)	(984.290)
Depreciación	-	-	(11.198)	(207.624)	(203.165)	(23.264)	(445.251)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(79)	-	(2.961)	(5.035)	(3.916)	(11.991)
Disposiciones	-	(78)	-	(2.014)	(9)	(142)	(2.243)
Retiros	-	(1)	-	(947)	(5.026)	(3.774)	(9.748)
Hiperinflación Argentina	115.905	3.815	7.330	98.418	247.568	(1.881)	471.155
Otros incrementos (disminución)	(83.531)	895	698	33.638	(3.500)	7.248	(44.952)
Total movimientos	(81.728)	(4.628)	(3.836)	(200.889)	(100.425)	(17.260)	(408.756)
Saldo final al 31.12.2020	1.107.981	158.894	253.311	3.384.704	3.268.658	181.124	8.354.672

(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\$ 1.761.424 y MUS\$ 606.563 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 2021 por MUS\$ 167.112 (MUS\$ 163.418 al 31 de diciembre 2020), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil, Colombia, Panamá y Perú por MUS\$ 1.037.325 (MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2020). 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\$ 555.966 al 31 de diciembre de 2021 (MUS\$ 442.833 al 31 de diciembre 2020).

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

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 ascendió a MUS\$ 14.153, MUS\$ 6.376 y MUS\$ 8.092, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,6%, 5,91% y 7,49% al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 ascendió a MUS\$ 107.480, MUS\$ 70.681 y MUS\$ 92.411, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2021, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 1.256.793 (MUS\$ 1.078.846 al 31 de diciembre de 2020) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 31 de diciembre de 2021, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 85.317 (MUS\$ 104.577 al 31 de diciembre de 2020) (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 MME€1.000 millones (MUS\$ 1.132.650), 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 MME€400 (MUS\$ 453.060). 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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, corresponden a los siguientes:

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	3.023	66.858	185.918	255.799
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	14.080	551	4.546	19.177
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	555	(10.472)	(21.080)	(30.997)
Retiros	-	(75)	(159)	(234)
Depreciación	(1.357)	(11.366)	(23.768)	(36.491)
Otros incrementos (disminución)	132	82	14.952	15.166
Total movimientos	13.410	(21.280)	(25.509)	(33.379)
Saldo final al 31.12.2020	16.433	45.578	160.409	222.420

Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5).

- 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 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	74.651	13.964	60.687	56.509	5.017	51.492
Más de un año y no más de dos años	37.454	13.003	24.451	32.680	4.718	27.962
Más de dos años y no más de tres años	28.035	11.520	16.515	16.395	3.454	12.941
Más de tres años y no más de cuatro años	24.810	10.323	14.487	12.393	2.818	9.575
Más de cuatro años y no más de cinco años	23.825	9.003	14.822	11.798	2.073	9.725
Más de cinco años	149.473	31.857	117.616	36.747	5.882	30.865
Total	338.248	89.670	248.578	166.522	23.962	142.560

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 incluyen gastos de MUS\$ 2.728, MUS\$ 10.641 y MUS\$ 10.341, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 1.332 en 2021, MUS\$ 3.046 en 2020 y MUS\$ 4.040 en 2019, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 43 en 2021, MUS\$ 1.281 en 2020 y MUS\$ 226 en 2019 y arrendamientos variables de MUS\$ 1.353 en 2021, MUS\$ 6.314 en 2020 y MUS\$ 6.075, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Hasta un año		32		196
Más de un año y no más de dos años		-		1.281
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		32		1.477

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2021	2020	2019
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(663.161)	(559.077)	(676.112)
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)	11.381	8.956	7.426
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	7.081	4.250	23.419
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(1.913)	-	-
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	6.440	18	845
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(640.172)	(545.853)	(644.422)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(48.477)	(20.707)	415.513
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(117.643)	-	(7.437)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(166.120)	(20.707)	408.076
Gasto por impuestos a las ganancias	(806.292)	(566.560)	(236.346)

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2021	Tasa	2020	Tasa	2019
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		1.940.803		1.747.812		2.406.109
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(524.017)	(27,00%)	(471.909)	(27,00%)	(649.649)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(4,15%)	(80.532)	(4,67%)	(81.699)	(5,23%)	(125.912)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	4,04%	78.335	5,41%	94.578	26,31%	633.125
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(8,73%)	(169.516)	(6,40%)	(111.780)	(4,57%)	(109.892)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(6,06%)	(117.643)	-	-	(0,31%)	(7.437)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,36%	7.081	0,24%	4.250	0,97%	23.419
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(14,54%)	(282.275)	(5,42%)	(94.651)	17,17%	413.303
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(41,54%)	(806.292)	(32,42%)	(566.560)	(9,83%)	(236.346)

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	14.577	(655.097)	17.717	(448.711)
Amortizaciones	3.540	(26.501)	4.161	(16.505)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.962	(172)	498.424	-
Revaluaciones de instrumentos financieros	19.328	(16.378)	2.274	(31.883)
Pérdidas fiscales	401.677	-	209.339	-
Provisiones	658.884	(317.525)	630.331	(205.151)
Provisión Contingencias Civiles	51.734	-	247.400	-
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	-	28.467	-
Provisión cuentas incobrables	284.991	-	121.764	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	19.674	-	18.724	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(273.855)	-	(194.045)
Otras Provisiones	246.136	(43.670)	213.976	(11.106)
Otros Impuestos Diferidos	284.405	(699.732)	197.727	(476.294)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(67.579)	-	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(277.507)	-	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	284.405	(354.646)	197.727	(111.639)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.828.373	(1.715.405)	1.559.973	(1.178.544)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(836.005)	836.005	(565.591)	565.591
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	992.368	(879.400)	994.382	(612.953)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

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 Goiás)	(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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2020	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2020
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(482.513)	(8.120)	-	-	94.913	(35.274)	(430.994)
Amortizaciones	(16.055)	91	-	-	3.620	-	(12.344)
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.606	(93.757)	161.330	-	(122.045)	290	498.424
Revaluaciones de instrumentos financieros	(10.415)	(26.693)	5.056	-	2.446	(3)	(29.609)
Pérdidas fiscales	281.080	(10.184)	-	-	(63.849)	2.292	209.339
Provisiones	399.613	83.431	-	-	(88.945)	31.081	425.180
Provisión Contingencias Civiles	241.520	(1.643)	-	-	(26.933)	34.456	247.400
Provisión Contingencias Trabajadores	36.878	3.618	-	-	(7.150)	(4.879)	28.467
Provisión cuentas incobrables	122.104	53.041	-	-	(44.237)	(9.144)	121.764
Provisión cuentas de Recursos Humanos	16.339	3.395	-	-	(1.010)	-	18.724
Activos financieros CINIIF 12	(207.425)	(34.068)	-	-	46.864	584	(194.045)
Otras Provisiones	190.197	59.088	-	-	(56.479)	10.064	202.870
Otros Impuestos Diferidos	(279.936)	34.525	-	-	12.380	(45.536)	(278.567)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás)	(105.236)	3.054	-	-	22.828	3.857	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	(285.210)	(4.001)	-	-	290	(237)	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	110.510	35.472	-	-	(10.738)	(49.156)	86.088
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	444.380	(20.707)	166.386	-	(161.480)	(47.150)	381.429

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

- c) Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 76.652 (MUS\$ 44.296 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2021 asciende a MUS \$3.288.121 (MUS\$ 2.839.057 al 31 de diciembre de 2020). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2021, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 6.479.551 (MUS\$ 4.213.400 al 31 diciembre de 2020).

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	Periodo
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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2021			2020			2019		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(9)	-	(9)	(10)	-	(10)	(598)	-	(598)
Cobertura de Flujos de efectivo	20.775	(8.826)	11.949	(12.976)	5.038	(7.938)	5.906	(2.165)	3.741
Diferencias de cambio por conversión	(1.193.451)	-	(1.193.451)	(2.249.915)	-	(2.249.915)	(765.005)	-	(765.005)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	9.312	(3.023)	6.289	(476.805)	161.766	(315.039)	(576.143)	195.098	(381.045)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(1.163.373)	(11.849)	(1.175.222)	(2.739.706)	166.804	(2.572.902)	(1.335.840)	192.933	(1.142.907)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2021	2020	2019
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	(5.137)	166.386	193.778
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(6.440)	(18)	(845)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(272)	436	-
Total de impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(11.849)	166.804	192.933

- 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 fue de MUS\$ 12.668 (Ver Nota 18.a).

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

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

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

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

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

Producto de este incremento en la tasa nominal en Argentina, nuestras filiales reconocieron al 31 de diciembre de 2021 un mayor gasto por impuestos por MUS\$ 106.888, de los cuales MUS\$ 104.975 corresponden a impuestos diferidos y MUS\$ 1.913 a impuestos corrientes (Ver Nota 18.a).

- f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a reversar las obligaciones por impuestos diferidos, ya que durante dicho proceso se extinguieron las diferencias entre las bases fiscales y contables que surgieron en el momento de la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y que serán futuramente amortizadas en el plazo de la concesión. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la compañía procedió a reconocer una utilidad de MUS\$ 553.225 al 31 de diciembre de 2019.

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otros pasivos financieros	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Préstamos que devengan intereses	1.181.392	4.905.270	1.815.160	3.837.697
Instrumentos derivados de cobertura (*)	49.245	12.313	6.730	9
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.197	-	3.240	-
Total	1.232.834	4.917.583	1.825.130	3.837.706

(*) 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 diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Clases de Préstamos que Devengan Intereses	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Préstamos bancarios garantizados	251.510	1.039.303	235.404	247.150
Préstamos bancarios no garantizados	415.140	1.197.748	927.075	149.057
Obligaciones con el público no garantizadas	342.772	2.380.871	409.087	2.864.794
Obligaciones con el público garantizadas	148.881	243.725	154.955	395.289
Otros préstamos	23.089	43.623	88.639	181.407
Total	1.181.392	4.905.270	1.815.160	3.837.697

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No 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\$	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	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020
					Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	2,65%	0,94%	Sin Garantía	175.040	150.196	325.236	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2,62%	2,59%	Sin Garantía	-	25.043	25.043	-	-	-	-	-	-
Peru	PEN	2,75%	2,71%	Sin Garantía	157	168.609	168.766	46.989	38.697	-	-	-	85.686
Brasil	US\$	3,98%	3,63%	Con Garantía	134.692	75.656	210.348	164.746	-	2.778	-	-	167.524
Brasil	BRL	5,52%	5,41%	Con Garantía	7.747	15.847	23.594	21.268	15.779	9.881	8.953	20.922	76.803
Brasil	US\$	2,21%	2,20%	Sin Garantía	127.016	86.730	213.746	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	2,20%	2,19%	Sin Garantía	37.377	30.014	67.391	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	0,01%	0,01%	Con Garantía	281	1.181	1.462	1.575	1.248	-	-	-	2.823
Colombia	COP	3,68%	3,62%	Sin Garantía	153	126.739	126.892	11.346	20.478	20.478	10.737	332	63.371
Total					482.464	680.015	1.162.479	245.924	76.202	33.137	19.690	21.254	396.207

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2021 asciende a MUS\$ 2.670.119 (MUS\$ 1.552.781 al 31 de diciembre de 2020). 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).

miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente					No Corriente				
											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	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	COP	3,50%	3,50%	Al Vencimiento	No	175	-	175	-	-	-	-	24.570	24.570	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BANCOLOMBIA	Colombia	COP	4,02%	4,02%	Al Vencimiento	No	130	-	130	-	-	-	-	36.855	36.855	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BANCOLOMBIA	Colombia	COP	4,34%	4,34%	Al Vencimiento	No	53	-	53	-	-	-	-	49.140	49.140	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131	Canadá	US\$	1,47%	1,46%	Al Vencimiento	Si	84	-	84	31.338	-	-	-	-	31.338	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Perú	US\$	1,01%	1,01%	Semestral	Si	2.025	10.188	12.213	12.000	12.000	12.000	12.000	76.000	124.000	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	0,88%	0,88%	Al Vencimiento	No	-	46.039	46.039	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau S.A.	Brasil	BRL	0,35%	0,35%	Al Vencimiento	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10,15%	10,14%	Mensual	Si	71	245	316	391	429	468	507	10.803	12.598	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12,00%	11,99%	Mensual	Si	216	472	688	646	626	649	652	8.577	11.150	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11,96%	11,95%	Mensual	Si	226	486	712	735	754	760	778	9.226	12.253	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12,07%	12,06%	Mensual	Si	220	481	701	658	637	661	664	8.735	11.355	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11,94%	11,93%	Mensual	Si	214	450	664	617	690	680	678	9.574	12.239	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12,03%	12,02%	Mensual	Si	650	1.416	2.066	1.890	1.926	1.866	1.936	26.062	33.660	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12,01%	12,00%	Mensual	Si	214	456	670	615	623	623	620	9.381	11.862	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	15,57%	15,56%	Mensual	Si	91	110	201	170	196	220	251	10.294	11.131	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	15,66%	15,65%	Mensual	Si	638	274	912	435	516	599	695	31.886	34.131	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander (Brasil) S.A.	Brasil	US\$	2,20%	1,98%	Semestral	Si	1.910	1.774	3.684	3.684	3.684	3.684	3.684	20.396	35.132	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China LTD- Milan Branch	China	US\$	2,20%	1,98%	Semestral	Si	2.058	2.058	4.116	4.116	4.116	4.116	4.116	22.640	39.104	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	SOCIÉTÉ DE PROMOTION ET DE PARTICIPATION	Francia	EUR	2,39%	2,28%	Semestral	Si	-	7.414	7.414	11.879	11.879	9.647	7.414	46.183	87.002	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131	Canadá	US\$	1,87%	1,86%	Semestral	Si	-	-	-	-	68.964	-	-	-	68.964	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	SAN 4131 EGP- 1	España	US\$	2,12%	1,98%	Semestral	Si	2.110	2.108	4.218	4.217	4.216	4.218	4.218	29.522	46.391	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	CHINA 4131 EGP- 1	Italia	US\$	2,12%	1,98%	Semestral	Si	2.196	2.195	4.391	4.389	4.388	4.390	4.389	30.726	48.282	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	SAN 4131 EGP- 2	España	US\$	2,12%	1,98%	Semestral	Si	1.705	1.348	3.053	3.044	3.044	3.044	3.044	21.551	33.727	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	CHINA 4131 EGP- 2	Inglaterra	US\$	2,12%	1,98%	Semestral	Si	1.964	1.963	3.927	3.926	3.926	3.926	3.926	27.484	43.188	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,59%	6,45%	Mensual	Si	513	1.540	2.053	2.053	2.053	2.053	2.053	16.425	24.637	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,59%	6,45%	Mensual	Si	272	816	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	8.432	12.784	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	7,17%	6,93%	Mensual	Si	313	939	1.252	1.253	1.253	1.253	1.253	13.152	18.164	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,60%	6,45%	Mensual	Si	608	1.825	2.433	2.434	2.434	2.434	2.434	18.861	28.597	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,91%	6,77%	Mensual	Si	261	865	1.126	1.136	1.291	1.408	1.536	12.079	17.450	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	7,01%	6,77%	Mensual	Si	478	1.435	1.913	1.914	1.914	1.914	1.914	20.092	27.748	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	4,88%	4,75%	Mensual	Si	2	6	8	7	8	8	9	64	96	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,50%	6,27%	Mensual	Si	460	1.380	1.840	1.840	1.840	1.840	1.840	16.563	23.923	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,32%	6,09%	Mensual	Si	429	1.286	1.715	1.714	1.714	1.714	1.714	15.428	22.284	
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Económico Social	Brasil	BRL	6,85%	6,61%	Mensual	Si	811	2.434	3.245	3.245	3.245	3.245	3.245	26.502	39.482	
Totales											130.089	536.561	666.650	360.499	569.653	276.871	361.173	668.855	2.237.051	

miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente								
											al 31.12.2020						Total No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131	E.E.U.U.	US\$	8,73%	8,40%	Al Vencimiento	Si	2.641	-	2.641	77.010	-	-	-	-	77.010
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si	402	1.192	1.594	1.590	662	-	-	-	2.252
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131 II	Brasil	US\$	2,72%	2,71%	Al Vencimiento	Si	14	-	14	39.235	-	-	-	-	39.235
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131	Brasil	US\$	4,35%	4,34%	Mensual	Si	1.575	75.656	77.231	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 II	Brasil	US\$	1,76%	1,46%	Mensual	Si	96.923	-	96.923	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Findeter	Colombia	COP	0,01%	0,01%	Al Vencimiento	Si	26	237	263	316	290	-	-	-	606
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Findeter	Colombia	COP	0,01%	0,01%	Al Vencimiento	Si	119	537	656	715	596	-	-	-	1.311
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Findeter	Colombia	COP	0,01%	0,01%	Al Vencimiento	Si	136	407	543	543	362	-	-	-	905
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	2,63%	2,80%	Semestral	No	-	4.880	4.880	2.435	-	-	-	-	2.435
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	COP	3,00%	2,97%	Mensual	No	11	664	675	996	996	996	332	4.319	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	3,16%	3,12%	Semestral	No	142	-	142	7.914	19.482	19.482	9.741	56.619	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	5,93%	5,80%	Al Vencimiento	No	-	121.194	121.194	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si	201	595	796	793	397	-	-	-	1.190
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US\$	2,33%	1,67%	Al Vencimiento	Si	3	-	3	-	-	1.143	-	-	1.143
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US\$	6,31%	6,30%	Al Vencimiento	Si	21	-	21	-	-	1.636	-	-	1.636
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato Nº 16.2018.204.23875 - SEMIARIDO	Brasil	BRL	6,27%	6,26%	Mensual	Si	2.404	3.525	5.929	4.700	4.700	4.700	10.967	29.767	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato Nº 16.2018.204.23875 - OUTRAS REG	Brasil	BRL	6,27%	6,26%	Mensual	Si	2.166	3.176	5.342	4.235	4.235	4.235	4.235	9.881	26.821
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 - COELCE	Brasil	BRL	2,22%	2,21%	Al Vencimiento	No	37.251	-	37.251	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131	Brasil	US\$	1,69%	1,68%	Al Vencimiento	No	31.769	-	31.769	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131 II	Brasil	US\$	1,79%	1,78%	Al Vencimiento	No	10.637	-	10.637	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 II - COELCE	Brasil	BRL	2,18%	2,17%	Al Vencimiento	No	127	30.014	30.141	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FINEP - COELCE	Brasil	BRL	6,48%	5,80%	Al Vencimiento	Si	-	-	-	18	18	18	74	128	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú S.A.	Perú	PEN	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	No	38	20.731	20.769	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Intercional del Perú S.A.A.	Perú	PEN	3,75%	3,70%	Al Vencimiento	No	58	-	58	46.989	-	-	-	-	46.989
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú S.A.	Perú	PEN	2,61%	2,58%	Al Vencimiento	No	62	-	62	-	38.698	-	-	-	38.698
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CG 2018	Brasil	BRL	9,61%	9,60%	Mensual	Si	1.990	5.604	7.594	7.471	3.113	-	-	-	10.584
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG	E.E.U.U.	US\$	2,98%	2,30%	Al Vencimiento	Si	390	-	390	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II	E.E.U.U.	US\$	2,64%	1,84%	Al Vencimiento	Si	33.124	-	33.124	48.504	-	-	-	-	48.504
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	45.000	-	45.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	15.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	15.035	-	15.035	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	15.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	30.000	-	30.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	15.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US\$	4,99%	0,85%	Al Vencimiento	No	15.000	-	15.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA S.A New York Branch	E.E.U.U.	US\$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.196	50.196	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US\$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	50.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	50.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	7.500	-	7.500	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	2.500	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	2.504	-	2.504	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	2.500	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	5.000	-	5.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	2.500	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US\$	0,84%	0,84%	Al Vencimiento	No	2.500	-	2.500	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	97036000-k Linea sobregiro (banco santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	BRL	3,96%	3,95%	Mensual	Si	584	1.755	2.339	2.478	2.653	927	-	-	6.058
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131	Brasil	US\$	1,79%	1,78%	Al Vencimiento	No	32.668	-	32.668	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 ELETROPAULO	Brasil	US\$	2,15%	2,14%	Al Vencimiento	No	51.421	-	51.421	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BNP 4131 - ELETROPAULO	Brasil	US\$	3,61%	3,60%	Al Vencimiento	No	521	86.730	87.251	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK	Perú	US\$	2,62%	2,59%	Al Vencimiento	No	-	25.043	25.043	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	PEN	0,48%	0,48%	Semestral	No	-	147.879	147.879	-	-	-	-	-	-
Totales											482.464	680.015	1.162.479	245.924	76.202	33.137	19.690	21.254	396.207

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 31.12.2021	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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
				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	-	-	-	-	588.112	588.112
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	7.103	7.103	3.611	-	-	-	-	3.611
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	-	275	275	-	-	-	-	10.017	10.017
Peru	PEN	6,24%	Sin Garantía	3.531	29.344	32.875	31.787	44.225	42.126	38.697	161.837	318.672
Brasil	BRL	6,24%	Sin Garantía	5.425	33.691	39.116	67.383	62.493	361.796	92.308	175.405	759.385
Colombia	COP	5,74%	Sin Garantía	245.073	80.240	325.313	254.173	223.554	202.170	220.981	284.119	1.184.997
Total				254.029	155.058	409.087	356.954	330.272	606.092	351.986	1.219.490	2.864.794



- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Corriente

No Corriente

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 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	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	10,31%	9,94% Al Vencimiento		604	-	604	-	-	47.504	-	-	47.504
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39% Al Vencimiento		3.976	66.339	70.315	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31% Al Vencimiento		203	-	203	-	49.140	-	-	49.140	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58% Al Vencimiento		725	-	725	-	49.140	-	-	49.140	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	9,04%	8,75% Al Vencimiento		772	-	772	-	-	-	39.312	39.312	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	8,23%	7,99% Al Vencimiento		732	-	732	47.912	-	-	-	47.912	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16% Al Vencimiento		288	-	288	68.796	-	-	-	68.796	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	9,01%	8,72% Al Vencimiento		291	-	291	-	-	-	49.140	49.140	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4,70%	4,62% Al Vencimiento		286	-	286	-	61.425	-	-	61.425	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	7,84%	7,62% Al Vencimiento		472	-	472	-	-	-	61.425	61.425	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	5,29%	5,28% Anual		-	31.448	31.448	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	17,44%	17,43% Anual		93	-	93	19.967	13.352	-	-	33.319	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	5,44%	5,43% Al Vencimiento		33	-	33	7.181	-	-	-	7.181	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	17,65%	17,64% Anual		170	-	170	-	34.609	24.096	-	58.705	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	4,97%	4,96% Anual		32.623	-	32.623	31.169	-	-	-	31.169	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	15,79%	15,78% Al Vencimiento		2.298	-	2.298	-	63.993	-	-	63.993	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US\$	6,44%	6,34% Al Vencimiento		-	275	275	-	-	-	-	10.008	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Terc Prog 1ra Emision Serie A	Perú	PEN	6,41%	6,31% Al Vencimiento		11	6.258	6.269	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	PEN	6,38%	6,28% Al Vencimiento		-	10.150	10.150	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,15%	6,06% Al Vencimiento		-	108	108	-	-	-	-	12.517	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	PEN	5,64%	5,56% Al Vencimiento		248	12.517	12.765	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,06%	5,00% Al Vencimiento		-	75	75	-	-	10.013	-	10.013	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,19%	5,13% Al Vencimiento		278	-	278	-	-	-	12.517	12.517	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,41%	7,28% Al Vencimiento		230	-	230	-	-	-	8.887	8.887	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,51%	7,38% Al Vencimiento		-	126	126	-	-	-	15.020	15.020	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34% Al Vencimiento		-	50	50	15.020	-	-	-	15.020	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34% Al Vencimiento		363	-	363	-	20.027	-	-	20.027	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8,29%	8,13% Al Vencimiento		411	-	411	-	-	-	17.524	17.524	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,19%	6,09% Al Vencimiento		742	-	742	25.034	-	-	-	25.034	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,09%	6,00% Al Vencimiento		-	239	239	-	18.126	-	-	18.126	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,80%	5,72% Al Vencimiento		-	191	191	-	-	25.034	-	25.034	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,45%	5,38% Al Vencimiento		374	-	374	-	-	25.034	-	25.034	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5,99%	5,91% Al Vencimiento		-	240	240	-	-	-	32.544	32.544	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5,13%	5,06% Al Vencimiento		542	-	542	-	-	-	22.530	22.530	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP, Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4,36%	4,31% Al Vencimiento		-	269	269	-	-	-	27.036	27.036	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	11,67%	11,19% Al Vencimiento		212	-	212	-	13.636	-	-	13.636	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	8,97%	8,68% Al Vencimiento		330	73.699	74.029	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,09%	8,80% Al Vencimiento		223	-	223	-	-	-	49.113	49.113	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	10,52%	10,13% Al Vencimiento		515	-	515	-	-	89.161	-	89.161	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	9,63%	9,30% Al Vencimiento		465	-	465	-	-	-	39.900	39.900	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	9,29%	8,99% Al Vencimiento		516	-	516	-	45.787	-	-	45.787	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	10,20%	9,83% Al Vencimiento		975	-	975	71.270	-	-	-	71.270	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38% Al Vencimiento		75	73.703	73.778	-	-	-	-	-	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60% Al Vencimiento		-	5	5	-	-	858	-	858	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75% Semestral		-	3.305	3.305	-	-	-	-	-	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Unica U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4,21%	4,00% Al Vencimiento		-	4.400	4.400	-	-	589.223	-	589.223	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	5,29%	5,28% Anual		1.463	-	1.463	-	62.837	61.646	-	124.483	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	15,24%	15,23% Al Vencimiento		869	-	869	-	-	159.548	-	159.548	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 25ª EMISSÃO	Brasil	BRL	15,77%	15,76% Anual		1.224	-	1.224	-	-	-	129.755	129.755	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 26ª EMISSÃO	Brasil	BRL	9,31%	9,30% Anual		2.244	-	2.244	-	-	-	103.105	103.105	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 1ª série	Brasil	BRL	6,30%	6,29% Al Vencimiento		35	1.679	1.714	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 2ª série	Brasil	BRL	6,30%	6,29% Al Vencimiento		35	1.750	1.785	-	-	-	-	-	
Total										55.946	286.826	342.772	286.349	382.932	306.594	774.663	630.333	2.380.871

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 31.12.2021	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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
				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	7,31%	Con Garantía	3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289
Total				3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289

- 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 31.12.2021							
										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 SÉRIE	Brasil	BRL	4,94%	4,93%	Anual	5.831	125.080	130.911	125.176	-	-	-	-	125.176
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,64%	18,63%	Semestral	6	200	206	108	49	350	407	716	1.630
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,63%	18,62%	Semestral	6	250	256	87	91	464	420	451	1.513
Total										6.800	142.081	148.881	142.194	16.963	17.637	17.650	49.281	243.725

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 31.12.2020							
										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	8,24%	8,23%	Anual	727	10.570	11.297	10.620	10.595	10.595	10.595	41.778	84.183
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,22%	8,21%	Anual	317	5.495	5.812	5.432	5.446	5.432	5.432	21.452	43.194
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,02%	3,01%	Al Vencimiento	758	135.412	136.170	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,10%	3,08%	Anual	1.676	-	1.676	133.681	134.231	-	-	-	267.912
Total										3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2021 asciende a MUS\$ 3.146.336 (MUS\$ 4.017.861 al 31 de diciembre de 2020). 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	Pais Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente		No Corriente							
									al 31.12.2021									
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (LUZ PARA TODOS VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	64	85	149	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (LUZ PARA TODOS VII)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	73	218	291	242	-	-	-	-	242	
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	1.434	4.314	5.748	8.235	4.741	4.787	7.394	11.053	36.210	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	7,57%	Mensual	975	7.304	8.279	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21,68%	Mensual	816	5.020	5.836	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	604	1.729	2.333	761	398	1.860	2.050	1.862	6.931	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	105	316	421	160	80	-	-	-	240	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	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	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente		No Corriente							
									al 31.12.2020									
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	82	165	247	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	69	206	275	160	-	-	-	-	160	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	78	233	311	311	259	-	-	-	570	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MITSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US\$	0,25%	Semestral	-	6.088	6.088	6.494	7.594	7.494	7.494	11.709	40.785	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	6,15%	Mensual	1.670	7.240	8.910	7.493	3.141	-	-	-	10.634	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	12,32%	Mensual	1.033	4.245	5.278	3.563	777	-	-	-	4.340	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	613	1.736	2.349	1.630	1.797	1.975	2.165	4.506	12.073	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	113	339	452	318	318	159	-	-	795	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,30%	Trimestral	49	-	49	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,02%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjera	FUNDAÇÃO CESP (*)	Brasil	BRL	9,47%	Trimestral	51.685	12.929	64.614	34.477	34.477	34.477	8.619	-	112.050	
Total									55.458	33.181	88.639	54.446	48.363	44.105	18.278	16.215	181.407	

(*) Ver Nota 25.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2021, 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\$ 35.064 y MUS\$ 29.474 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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\$			
	2021	2020	2019
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(8.683)	(9.453)	(9.882)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(980)	(1.299)	424
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.601	1.268	189
Diferencias de conversión	790	801	(184)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(7.272)	(8.683)	(9.453)

e) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 1.119.278. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no tenía a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional.

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 31.12.2021	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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
			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\$	0,94%	175.940	150.366	326.306	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,71%	1.102	171.132	172.234	48.505	39.557	-	-	-	88.062
Perú	US\$	2,59%	151	25.050	25.201	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	3,62%	2.746	125.276	128.022	15.435	23.344	21.204	10.775	334	71.092
Brasil	US\$	2,91%	294.873	107.696	402.569	49.366	127	2.819	-	-	52.312
Brasil	BRL	3,80%	10.496	112.467	122.963	143.573	18.697	11.953	10.476	22.414	207.113
Total			485.308	691.987	1.177.295	256.879	81.725	35.976	21.251	22.748	418.579

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
			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%	6.248	18.743	24.991	24.991	24.991	24.991	24.991	621.693	721.657
Chile	UF	5,75%	172	7.482	7.654	3.807	-	-	-	-	3.807
Perú	US\$	6,34%	157	471	628	628	628	628	628	11.309	13.821
Perú	PEN	6,24%	5.292	42.218	47.510	50.087	60.314	56.162	50.510	209.399	426.472
Colombia	COP	5,74%	236.187	138.040	374.227	321.820	270.759	238.759	247.208	332.765	1.411.311
Brasil	BRL	5,94%	17.348	236.255	253.603	278.779	393.232	312.535	106.090	261.456	1.352.092
Total			265.404	443.209	708.613	680.112	749.924	633.075	429.427	1.436.622	3.929.160

- 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 31.12.2021	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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
			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%	1.946	4.296	6.242	3.781	4.374	7.494	7.494	18.590	41.733
Colombia	COP	0,32%	94	-	94	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	7,19%	58.113	34.017	92.130	56.158	44.720	37.124	11.104	4.796	153.902
Total			60.153	38.313	98.466	59.939	49.094	44.618	18.598	23.386	195.635

20. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El saldo de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente		No corriente	
Pasivos por arrendamientos		al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Pasivos por arrendamientos		60.687	187.891	51.495	91.070
Total		60.687	187.891	51.495	91.070

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Corriente					No Corriente			
									al 31.12.2020					Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	C.I. ALLIANCE S.A.	Colombia	COP	7,50%	Mensual	95	224	319	254	273	294	316	4.802	5.939
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TERRAPUERTO SAS	Colombia	COP	7,50%	Mensual	67	113	180	178	192	206	221	3.368	4.165
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	COMPANIA GENERAL DE	Colombia	COP	7,50%	Mensual	57	107	164	152	163	176	189	2.904	3.584
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Colombia	COP	8,08%	Mensual	975	1.362	2.337	201	154	102	33	942	1.432
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	5,89%	Trimestral	716	2.161	2.877	2.931	106	-	-	-	3.037
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	2,99%	Trimestral	1.758	5.423	7.181	7.756	1.988	-	-	-	9.744
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	CORP MG	Perú	US\$	2,27%	Mensual	1	766	767	1.697	1.697	1.697	1.697	7.778	14.566
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	4,92%	Mensual	65	164	229	229	240	253	87	-	809
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	3,94%	Mensual	48	177	225	200	93	46	-	-	339
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US\$	3,70%	Trimestral	2.418	7.268	9.686	2.397	-	-	-	-	2.397
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	3,23%	Trimestral	627	2.060	2.687	1.463	-	-	-	-	1.463
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	7,57%	Mensual	8	11	19	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	528	1.263	1.791	364	122	28	-	-	514
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%)	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	622	1.040	1.662	1.515	1.674	1.851	2.046	2.461	9.547
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	1.228	1.641	2.869	2.368	2.592	2.836	3.104	3.207	14.107
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	6,96%	Mensual	2.886	3.370	6.256	3.582	1.858	310	214	20	5.984
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	12	36	48	31	-	-	-	-	31
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US\$	2,81%	Trimestral	2.233	4.529	6.762	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US\$	3,37%	Mensual	7	383	390	828	802	802	802	3.674	6.908
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	1,59%	Trimestral	-	45	45	181	45	-	-	-	226
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	4,12%	Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	2,23%	Trimestral	6	14	20	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	5,45%	Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	10,93%	Mensual	9	27	36	22	-	-	-	-	22
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	EUR	9,31%	Mensual	15	2	17	3	4	4	4	371	386
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	9,02%	Mensual	63	51	114	41	3	-	-	146	190
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,05%	Mensual	315	251	566	154	32	18	14	36	254
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,86%	Mensual	27	13	40	11	-	-	-	-	11
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIARIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%	Mensual	1.851	-	1.851	717	778	844	919	1.023	4.281
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	8,75%	Mensual	416	626	1.042	501	74	73	77	137	862
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,93%	Mensual	879	278	1.157	106	44	33	3	-	186
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	11	34	45	29	-	-	-	-	29
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Argentina	ARS	0,62%	Mensual	-	78	78	45	-	-	-	-	45
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,09%	Mensual	2	3	5	11	1	-	-	-	12
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.565.580-8	ACREEDORES VARIOS	Chile	UF	0,01%	Mensual	11	8	19	-	-	-	-	-	-
Total									17.961	33.534	51.495	27.967	12.935	9.573	9.726	30.869	91.070

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 31.12.2021	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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
			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%	25	75	100	22	29	14	-	-	65
Perú	US\$	3,29%	7.031	13.852	20.883	6.804	2.634	2.541	2.494	11.431	25.904
Perú	PEN	4,69%	2.787	8.399	11.186	11.328	2.383	264	88	-	14.063
Colombia	COP	8,00%	1.836	3.984	5.820	2.644	2.254	2.016	1.836	14.460	23.210
Brasil	BRL	7,75%	7.332	15.333	22.665	14.310	11.040	8.874	8.194	7.278	49.696
Brasil	BRL	9,31%	29	86	115	56	56	56	56	1.794	2.018
Chile	UF	0,01%	10	10	20	-	-	-	-	-	-
Total			19.050	41.739	60.789	35.164	18.396	13.765	12.668	34.963	114.956

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

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

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

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

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

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

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 31.12.2021	al 31.12.2020
	%	%
Tasa de interés fija	31%	38%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 cuarto trimestre de 2021, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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.

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

Al 31 de diciembre de 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2021.

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.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de 2021, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

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

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. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes.

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 cuatro 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. 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, ambos países han retomado y mantienen las actividades de corte bajo total normalidad.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia.

Activos de carácter financiero:

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

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

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

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo periodo (trimestre) durante cinco años.

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 559.901.

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 diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020			
	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	-	3.281.885	-	-
Instrumentos derivados	37.420	-	-	49.045
Otros activos de carácter financiero	119.704	24.110	-	-
Total Corriente	157.124	3.305.995	-	49.045
Instrumentos de patrimonio	-	-	268	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	578.556	-	-
Instrumentos derivados	148	-	-	29.487
Otros activos de carácter financiero	2.493.609	267.351	-	-
Total No Corriente	2.493.757	845.907	268	29.487
Total	2.650.881	4.151.902	268	78.532

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.815.160	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.649.782	-
Instrumentos derivados	6.202	-	528
Otros pasivos de carácter financiero	3.240	51.495	-
Total Corriente	9.442	6.516.437	528
Préstamos que devengan interés	-	3.837.697	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.205.194	-
Instrumentos derivados	-	-	9
Otros pasivos de carácter financiero	-	91.070	-
Total No Corriente	-	6.133.961	9
Total	9.442	12.650.398	537

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 diciembre de 2021 y 2020, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	18	18.866	5.369	4.473	306	18.416	-	-
Cobertura flujos de caja	18	4.671	5.369	-	-	-	-	-
Cobertura de valor razonable	-	14.195	-	4.473	306	18.416	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	32.671	153.039	43.876	7.840	86.159	11.219	6.730	9
Cobertura de flujos de caja	32.671	119.354	43.876	7.314	51.661	11.219	6.716	9
Cobertura de valor razonable	-	33.685	-	526	34.498	-	14	-
Total	32.689	171.905	49.245	12.313	86.465	29.635	6.730	9

- 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 al 31.12.2021	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre al 31.12.2020
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	15.450	53.221
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(2.463)	3.682
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	118.202	56.494
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	-	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	1.470	(2.725)
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(2.832)	(802)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	12.118	(509)
FORWARD	Tipo de cambio	Factoring Masivos	8	-
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	1.083	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2021		2020		2019	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Instrumento derivado	43.715	-	26.570	-	1.618	-
Partida subyacente	-	400	-	316	381	-
Total	43.715	400	26.570	316	1.999	-

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

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	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)	3	-	2.197	-	1.321	-	3.240	-

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, plantas y equipos. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	al 31.12.2021							
	Valor Razonable	Valor Nominal						
		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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	al 31.12.2020							
	Valor Razonable	Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	18.722	-	-	-	-	-	153.944	153.944
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	153.944	153.944
Cobertura de valor razonable	18.722	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	90.639	833.438	87.972	76.972	-	-	-	998.382
Cobertura de flujos de caja	56.155	771.860	87.972	76.972	-	-	-	936.804
Cobertura de valor razonable	34.484	61.578	-	-	-	-	-	61.578
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.919)	50.601	-	-	-	-	-	50.601
Total	107.442	884.039	87.972	76.972	-	-	153.944	1.202.927

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 diciembre de 2021 y 2020:

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	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2020	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	62.878	-	62.878	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	53.222	-	53.222	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.321	-	1.321	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	268	-	268	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.611.992	143.843	2.468.149	-
Total	2.729.681	143.843	2.585.838	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.725	-	6.725	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	14	-	14	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.240	-	3.240	-
Total	9.979	-	9.979	-

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 diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente		No Corriente	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	
Acreedores comerciales					
Proveedores por compra de energía	1.175.753	1.323.617	77.349	100.517	
Proveedores por compra de combustibles y gas	9.619	24.621	-	-	
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.484.387	1.071.248	20.921	3.155	
Cuentas por pagar por compra de activos	147.574	49.332	-	10.990	
Sub total	2.817.333	2.468.818	98.270	114.662	
Otras cuentas por pagar					
Dividendos por pagar a terceros	43.302	145.875	-	-	
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	626.696	337.317	14.996	27.475	
Multas y reclamaciones (2)	23.109	18.817	37.638	56.013	
Obligaciones investigación y desarrollo	112.083	154.595	31.411	40.925	
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	60.840	40.916	210	672	
Cuentas por pagar al personal	150.627	154.269	874	1.136	
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	411.066	211.611	2.252.434	1.474.165	
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	399.238	418.680	170.147	186.946	
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	67.351	68.501	65.310	134.925	
Otras cuentas por pagar	200.485	74.177	17.777	24.556	
Sub total	2.094.797	1.624.758	2.590.797	1.946.813	
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.912.130	4.093.576	2.689.067	2.061.475	

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

(1) Al 31 de diciembre de 2021, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 614.171 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 320.918 al 31 de diciembre de 2020). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 27.521 (MUS\$ 43.874 al 31 de diciembre de 2020) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra subsidiaria Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra subsidiaria Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2021, se incluye MUS\$ 31.328 (MUS\$ 38.007 al 31 de diciembre de 2020) 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 8 (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 diciembre de 2021 y 2020, se expone en Anexo 4.

24. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Por reclamaciones legales (*)	132.850	192.411	698.346	748.640
Por desmantelamiento o restauración (**)	18.736	22.635	95.300	69.959
Provisión Medio Ambiente	720	600	440	7.072
Otras provisiones (***)	12.538	4.779	44.733	8.229
Total	164.844	220.425	838.819	833.900

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

(**) Al 31 de diciembre 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 aumento en 2021, se explica fundamentalmente por el registro provisiones por US\$ 12.901 asociadas a un plan de reestructuración en nuestras subsidiarias en Brasil y Colombia, asociado a la estrategia de digitalización del Grupo. Estas provisiones se registraron como otros gastos de personal (ver nota 29).

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 diciembre de 2021 y 2020, 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 01.01.2021	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

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 01.01.2020	1.122.551	129.309	10.519	1.262.379
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	199.922	(26.906)	8.860	181.876
Provisión Utilizada	(120.184)	(6.654)	(748)	(127.586)
Actualización efectos	84.576	3.514	1.623	89.713
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(243.627)	(6.529)	441	(249.715)
Transferencias P&L	(102.187)	(140)	(15)	(102.342)
Total Movimientos en Provisiones	(181.500)	(36.715)	10.161	(208.054)
Saldo final al 31.12.2020	941.051	92.594	20.680	1.054.325

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 diciembre de 2021 y 2020, 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 31.12.2021	al 31.12.2020
Obligaciones post empleo	3.357.838	3.706.545
(-) Plan de activos (*)	(1.962.668)	(2.097.081)
Total	1.395.170	1.609.464
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	23.804	14.753
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	4.507	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.423.481	1.624.217

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Planes de Pension	1.323.388	1.489.472
Planes de Salud	73.080	106.242
Otros Planes	27.013	28.503
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.423.481	1.624.217

(*) 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\$ 23.804 al 31 de diciembre de 2021 (MUS\$ 14.753 al 31 de diciembre de 2020), 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 diciembre 2021 se registraron MUS\$4.507 (MUS\$0 al 31 de diciembre 2020) 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	2021	2020	2019
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	383	6.278	11.255
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	248.864	276.103	357.751
Ingresos por intereses activos del plan	(139.319)	(174.136)	(251.095)
Costos de Servicios Pasados	-	(18.949)	(8.643)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	-	(69.859)	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.032	2.936	2.016
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	110.960	22.373	111.284
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(9.312)	476.805	576.143
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	101.648	499.178	687.427

La ganancia por mediciones de planes de beneficios definidos 2021, se explica fundamentalmente por el ajuste a la tasa de descuento en un rango de más de 100 puntos base en Brasil y Colombia, compensado por efectos actuariales que surgen por ajustes de experiencia relacionados con aumento inflacionario en nuestras subsidiarias Brasileñas, ambos efectos originados por los cambios en el entorno macroeconómico y financiero que ha generado la pandemia de COVID-19 (ver notas 2.3 y 34.5).

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivo Actuarial Neto	
Saldo inicial al 01.01.2020	1.836.362
Costo Neto por Intereses	104.903
Costos de los Servicios en el Período	6.278
Beneficios Pagados en el Período	(10.602)
Aportaciones del Período	(133.195)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Cambios del Límite de Activo	(26.886)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(377)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos (*)	(18.949)
Traspaso del personal	226
Diferencias de conversión	(390.993)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos (*)	(69.859)
Saldo final al 31.12.2020	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

(*) 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 diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo inicial al 01.01.2020	4.876.960
Costo del servicio corriente	6.278
Costo por intereses	276.103
Aportaciones Efectuadas por los participantes	778
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.075.063)
Contribuciones pagadas	(294.910)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(18.949)
Traspaso del personal	226
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Reducciones obligación plan de beneficios definidos	(666.538)
Saldo final al 31.12.2020	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

Al 31 de diciembre de 2021, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,07% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,08% a 31 de diciembre de 2020), en un 96,67% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,02% a 31 de diciembre de 2020), en un 2,61% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,35% a 31 de diciembre 2020),

en un 0,51% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,38% a 31 de diciembre de 2020), el 0,13% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,17% al 31 de diciembre de 2020) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de EGP Panamá.

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 01.01.2020	(3.090.862)
Ingresos por intereses	(174.136)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	695.254
Aportaciones del empleador	(133.195)
Aportaciones pagadas	(778)
Contribuciones pagadas	284.308
Traspaso a Deuda Financiera	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	596.679
Saldo final al 31.12.2020	(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)

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 31.12.2021		al 31.12.2020	
Acciones (renta variable)	217.259	14,50%	206.176	9,83%
Activos de renta fija	1.441.373	74,22%	1.774.894	84,64%
Inversiones inmobiliarias	67.610	3,48%	62.392	2,98%
Otros	236.426	7,80%	53.619	2,56%
Total	1.962.668	100%	2.097.081	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 31.12.2021	al 31.12.2020
Inmuebles	20.564	20.522
Total	20.564	20.522

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación Techo del Activo	
Saldo inicial al 01.01.2020	49.780
Intereses de Activo no reconocidos	2.936
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(26.886)
Diferencias de Conversión	(11.077)
Saldo final al 31.12.2020	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

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 diciembre de 2021 y 2020:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2021
Tasas de descuento utilizadas	5,6%	2,55%	9,30% - 9,67%	4,88% - 7,95%	6,94%	5,74%	50,68% - 51,23%	49,36% - 54,46%	5,90%	3,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	4,52% - 5,04%	4,95%	4,85%	43,5% - 56,22%	37,68% - 42,25%	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%	7,25%	6,50%	5,19%	0,29%	0,46%	1,11%	1,26%	5,39%	5,20%

- **Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2021 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\$ 263.184 (MUS\$ 319.395 al 31 de diciembre 2020) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 287.916 (MUS\$ 379.682 al 31 de diciembre 2020) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 fueron de MUS\$ 10.619, MUS\$ 10.689 y MUS\$ 13.419, 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\$ 168.397.

- **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	312.277
2	301.047
3	295.841
4	288.736
5	284.030
6 a 10	1.317.844

- **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\$ 137.917 y MUS\$ 113.203 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020).

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 diciembre de 2021 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Al 31 de diciembre de 2020 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 diciembre de 2021 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

- Aumento de capital Año 2019

En junta extraordinaria de accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS\$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la subsidiaria Enel Brasil pagara a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos periodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo periodo de suscripción preferente, fuera US\$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer periodo de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS\$ 2.954.397.

En el segundo periodo de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho periodo, por un monto total de MUS\$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo periodo de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30

de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 18.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS\$ 3.020.671.

- **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 diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	2021	2020	2019
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(807.898)	(715.165)	(548.877)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	7.284	87.339	111.815
Enel Distribución Perú S.A.	(71.619)	(7.279)	50.466
Dock Sud S.A.	(140.018)	(122.728)	(93.738)
Enel Brasil S.A.	(3.299.765)	(2.924.373)	(1.430.604)
Enel Generación Costanera S.A.	(149.360)	(124.781)	(88.477)
Emgesa S.A. E.S.P.	(195.058)	(74.309)	(38.296)
Enel Generación El Chocón S.A.	(414.358)	(377.364)	(318.303)
Enel Perú S.A.	200.693	190.007	190.030
Enel Generación Perú S.A.	(241.258)	(168.547)	(94.082)
Enel Generación Piura S.A.	(16.933)	(4.854)	7.583
Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda	54.671	-	-
Enel Green Power Colombia	(26.341)	-	-
Otros	(90.234)	(66.242)	(30.672)
Total	(5.190.194)	(4.308.296)	(2.283.155)

(*) 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 diciembre de 2021, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 287.096 y MUS\$ 355.286, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2019	Movimiento	al 31.12.2019
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(617.046)	(2.283.155)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(5.094)	3.760	(1.334)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(397)	(290)	(687)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	202.460	(3.006.823)
Total	(4.880.883)	(411.116)	(5.291.999)

- 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\$

Otras Reservas Varias	2021	2020	2019
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	1.149.319	675.139	446.196
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	-	-	(20.797)
Reserva por aumento de capital año 2021 (9)	(13.944)	-	-
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (10)	(1.259.422)	-	-
Otras reservas varias (11)	(57.290)	(68.226)	(68.763)
Total	(3.544.796)	(2.754.546)	(3.006.823)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.

- 2) Reserva por la restructuración societaria (“división de Sociedades”) materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo por MUS\$ 20.797 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). En diciembre de 2020 esta reserva se reclasificó y redujo el capital de la sociedad (ver Nota 26.1.1).
- 9) 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.
- 10) 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.
- 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	%	Patrimonio			Resultado	
		al 31.12.2021	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021	2020
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	169.243	170.552	23.672	13.387	26.753
Enel Distribución Sao Paulo	0,00%	-	-	-	-	26.366
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	413.048	513.182	135.660	117.923	129.624
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	648.228	779.121	235.623	178.980	193.449
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	117.080	123.704	14.350	13.131	21.651
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	102.212	133.466	19.949	20.705	20.091
Chinango S.A.C.	33,12%	19.512	20.888	7.368	6.076	6.318
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	194.835	198.054	(51.226)	(20.297)	50.352
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	39.390	43.751	(14.814)	4.248	14.125
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	84.731	97.986	(7.003)	18.141	28.142
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	79.566	71.077	(2.132)	1.130	18.723
Central Dock Sud S.A.	29,76%	72.396	64.709	(1.970)	1.271	18.486
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	3.618	4.905	567	373	778
Enel Fortuna S.A.	49,95%	242.923	-	33.293	-	-
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.276	-	265	-	-
Otros		6.378	6.409	50	987	820
Total		2.197.436	2.227.804	393.652	356.055	555.678

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2021	2020	2019
Ventas de energía (1)	12.807.702	9.655.212	11.282.254
Generación	3.850.268	2.144.039	2.091.002
Clientes Regulados	763.612	397.653	450.145
Clientes no Regulados	1.401.833	883.045	1.045.965
Ventas de Mercado Spot	1.678.503	852.363	577.579
Otros Clientes	6.320	10.978	17.313
Distribución	8.957.434	7.511.173	9.191.252
Residenciales	5.477.397	4.334.457	5.038.300
Comerciales	1.978.044	1.760.922	2.302.100
Industriales	683.424	685.246	872.531
Otros Consumidores	818.569	730.548	978.321
Otras ventas	48.589	36.968	58.752
Ventas de gas	20.690	24.145	39.815
Ventas de otros combustibles	10.647	6.861	9.037
Ventas de productos y servicios	17.252	5.962	9.900
Otras prestaciones de servicios	1.678.733	1.546.796	1.712.370
Peajes y transmisión	1.393.406	1.280.994	1.433.538
Arriendo equipos de medida	116	126	118
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	187.532	177.818	191.392
Otras prestaciones	97.679	87.858	87.322
Total Ingresos de actividades ordinarias	14.535.024	11.238.976	13.053.376

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2021	2020 (*)	2019 (*)
		Re-expresado	Re-expresado
Ingresos por contratos de construcción	1.203.370	807.671	770.356
Ingresos por acuerdo regulatorio (2)	-	17.842	261.185
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil (*)	246.750	99.071	73.345
Otros	207.192	128.185	229.195
Total Otros Ingresos	1.657.312	1.052.769	1.334.081

(*) Ver nota 2.2.c

(1) Al 31 de diciembre de 2021, se incluye un monto de MUS\$ 945.395 dentro de este ítem, el cual corresponde a ventas estimadas y no facturadas las que están relacionadas a las estimaciones de energía vendida en el mes de diciembre de 2021. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 estos montos corresponden a MUS\$ 1.051.011 y MUS\$803.499.

(2) 2020: ver Nota 34.6 (ii) Acuerdo Marco

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Materias primas y consumibles utilizados	2021	2020	2019
Compras de energía	(7.711.330)	(5.337.887)	(6.096.863)
Consumo de combustible	(116.666)	(137.850)	(277.117)
Gas	(104.941)	(113.992)	(246.044)
Petróleo	(9.927)	(3.587)	(13.101)
Carbón	(1.798)	(20.271)	(17.972)
Gastos de transporte	(1.020.192)	(1.016.486)	(1.110.921)
Costos por contratos de construcción	(1.186.239)	(807.671)	(770.356)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(416.956)	(256.021)	(285.766)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(10.451.383)	(7.555.915)	(8.541.023)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Gastos por beneficios a los empleados	2021	2020	2019
Sueldos y salarios	(438.205)	(390.791)	(482.009)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(11.002)	71.841	(16.031)
Seguridad social y otras cargas sociales	(238.993)	(219.754)	(286.459)
Otros gastos de personal (*)	(41.702)	(26.342)	(25.254)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(729.902)	(565.046)	(809.753)

(*) Ver nota 24.

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2021	2020	2019
Depreciación	(584.723)	(481.634)	(498.867)
Amortización	(408.373)	(376.465)	(449.463)
Total	(993.096)	(858.099)	(948.330)

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otros			Total		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Activos y grupos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	3.433	-	-	-	-	-	3.433
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 14)	-	-	-	-	-	-	(750)	-	-	(750)	-	-
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 15)	-	-	-	-	-	-	(9.963)	-	-	(9.963)	-	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 16)	(89.344)	-	(1.307)	-	-	-	-	-	-	(89.344)	-	(1.307)
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(89.344)	-	(1.307)	-	-	3.433	(10.713)	-	-	(100.057)	-	2.126
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(7.207)	(349)	645	(308.439)	(211.289)	(159.909)	(358)	102	14	(316.004)	(211.536)	(159.250)
Otros activos	(1.723)	(585)	-	(27.117)	(30.251)	(119.325)	(328)	-	(550)	(29.168)	(30.836)	(119.875)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(8.930)	(934)	645	(335.556)	(241.540)	(279.234)	(686)	102	(536)	(345.172)	(242.372)	(279.125)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(98.274)	(934)	(662)	(335.556)	(241.540)	(275.801)	(11.399)	102	(536)	(445.229)	(242.372)	(276.999)

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros gastos por naturaleza	2021	2020	2019
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(563.796)	(473.655)	(518.101)
Gastos administrativos	(101.574)	(99.813)	(106.433)
Reparaciones y conservación	(195.566)	(232.305)	(253.036)
Indemnizaciones y multas	(5.162)	(8.886)	(11.535)
Tributos y tasas	(28.648)	(24.470)	(25.673)
Primas de seguros	(52.198)	(39.525)	(38.755)
Arrendamientos y cánones	(2.728)	(10.641)	(10.341)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(12.049)	(9.175)	(11.811)
Otros suministros y servicios	(151.588)	(161.673)	(155.940)
Gastos de viaje	(4.133)	(2.892)	(16.324)
Gastos de medio ambiente	(1.790)	(2.243)	(2.760)
Total	(1.119.232)	(1.065.278)	(1.150.709)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 fueron de MUS\$ 154, MUS\$ 54 y MUS\$86, respectivamente.

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos financieros	2021	2020 (*) Re-expresado	2019 (*) Re-expresado
Efectivo y otros medios equivalentes	64.812	59.510	64.794
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	3	15	27
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	97.028	66.080	76.122
Otros ingresos financieros (2)	133.599	96.801	235.373
Total Ingresos Financieros	295.442	222.406	376.316

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Costos financieros	2021	2020	2019
Costos Financieros	(1.052.065)	(768.453)	(1.088.631)
Préstamos bancarios	(126.357)	(70.023)	(134.024)
Obligaciones con el público	(224.733)	(208.630)	(281.359)
Pasivos por arrendamientos	(2.918)	(9.396)	(11.712)
Valoración derivados financieros	(107.027)	(10.207)	(18.610)
Actualización financiera de provisiones (3)	(83.640)	(89.713)	(119.966)
Gastos financieros activados	19.628	7.561	15.703
Obligación por beneficios post empleo (1)	(110.580)	(104.918)	(108.699)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(10.505)	(7.134)	(11.323)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(64.094)	(2.441)	(127.977)
Otros costos financieros (5)	(341.839)	(273.552)	(290.664)
Resultado por unidades de reajuste (*)	30.667	76.698	124.477
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(1.686)	57.171	136.960
Total Costos Financieros	(1.023.084)	(634.584)	(827.194)
Total Resultado Financiero	(727.642)	(412.178)	(450.878)

(*) Re-expresado: ver nota 2.2.c

(1) Ver Nota 25.2.c).

(2) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 38.220 (MUS\$ 32.715 y MUS\$ 48.228 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente), ingresos financiero por actualización financiera de impuestos PIS/Cofins por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS\$ 3.076 (MUS\$ 546 y MUS\$ 14.330 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de subsidiarias generación argentina por MUS\$11.470 (MUS\$ 12.387 y MUS\$ 80.738 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente), ingresos por revaluación de inversiones por cambio en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por MUS\$ 5.064 (MUS\$ 24.893 y MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) (ver nota 13) y otros ingresos por MUS\$ 75.769 (MUS\$ 26.260 y MUS\$ 92.077 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente).

(3) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, principalmente se incluyen MUS\$ 27.870 (MUS\$ 13.754 y MUS\$ 56.225 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur,

correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23) y actualización financiera de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS\$ 57.389 (MUS\$ 70.622 y MUS\$ 54.002 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente).

- (4) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 39.181 (MUS\$ 2.441 y MUS\$ 127.977 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 24.913 (MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2020 y 2019) (ver nota 10.d).
- (5) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 187.277 (MUS\$ 88.415 y MUS\$ 91.864 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente), Costos bancarios por MUS\$ 16.050 (MUS\$ 32.533 y MUS\$ 53.458 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente) y Otros por MUS\$ 138.512 (MUS\$ 152.604 y MUS\$ 145.342 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2021	2020	2019
Inventario	31.336	27.150	25.670
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	55	48	79
Activos intangibles distintos de la plusvalía	26.844	11.601	8.867
Plusvalía	10.263	6.530	8.858
Propiedades, planta y equipo	755.603	485.353	646.811
Activos por impuestos diferidos	29.002	14.665	20.861
Pasivo por impuestos diferidos	(137.607)	(89.669)	(119.471)
Patrimonio Total	(670.974)	(355.914)	(382.962)
Ingresos	(162.558)	(150.056)	(346.360)
Costos	137.615	126.134	241.081
Resultado financiero	14.725	2.818	(1.559)
Otros Gastos Distintos a la operación	(576)	(3.317)	95
Impuesto Sobre Sociedades	(3.061)	1.355	22.507
Resultado por Hiperinflación (1)	30.667	76.698	124.477
Total Resultado por Unidades de Reajuste	30.667	76.698	124.477

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2021	2020	2019
Efectivo y equivalentes al efectivo	(7.767)	8.277	3.553
Otros activos financieros	270.329	130.570	57.818
Otros activos no financieros	14.618	27.195	379
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	42.099	57.226	210.587
Propiedad de inversión	6.222	-	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(240.245)	(30.988)	(43.692)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(66.775)	(46.073)	(45.142)
Otros pasivos no financieros	(20.167)	(89.036)	(46.543)
Total Diferencias de Cambio	(1.686)	57.171	136.960

- 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 Emgesa y Enel Green Power Colombia S.A.S ESP; 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 Codensa; 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.940.708	1.752.168	4.934.818	4.321.551	186.953	105.537	7.062.479	6.179.256
Efectivo y equivalentes al efectivo	764.320	678.856	466.372	748.245	165.561	79.892	1.396.253	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	157.768	77.146	77.710	151.746	76.552	1.387	312.030	230.279
Otros activos no financieros, corriente	142.715	70.693	640.755	430.800	45.290	59.293	828.760	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	468.470	699.288	3.216.126	2.524.640	26.545	11.007	3.711.141	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	220.992	110.101	30.074	19.689	(177.307)	(82.840)	73.759	46.950
Inventarios corrientes	108.127	86.375	429.395	384.790	754	268	538.276	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	78.316	29.709	73.866	61.641	49.558	36.530	201.740	127.880
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	520	-	-	-	520	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.275.479	5.023.349	16.146.273	14.821.340	1.474.707	909.613	27.896.459	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	506.387	293.011	2.911.429	2.497.735	55.360	117	3.473.176	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	125.676	44.772	3.013.019	2.284.187	6.726	3.897	3.145.421	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	244.390	280.119	467.016	297.872	13.445	533	724.851	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	53.410	43.945	26	32	(53.410)	(43.945)	26	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	402.308	111.027	13.748	1.596	(413.687)	(110.350)	2.369	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	409.293	136.560	4.205.651	4.370.876	141.326	17.390	4.756.270	4.524.826
Plusvalía	3.833	-	-	-	1.466.392	945.512	1.470.225	945.512
Propiedades, planta y equipo	8.269.946	3.953.188	4.626.574	4.396.560	101.008	4.924	12.997.528	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	6.272	7.942	-	-	6.272	7.942
Activos por derecho de uso	191.230	127.537	112.756	94.180	23.967	703	327.953	222.420
Activos por impuestos diferidos	69.006	33.190	789.782	870.360	133.580	90.832	992.368	994.382
TOTAL ACTIVOS	12.216.187	6.775.517	21.081.091	19.142.891	1.661.660	1.015.150	34.958.938	26.933.558

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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.942.219	1.652.616	6.242.563	5.178.351	(389.248)	446.255	7.795.534	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	286.850	317.285	753.298	1.020.125	192.686	487.720	1.232.834	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	21.519	21.478	36.795	29.753	2.373	264	60.687	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	966.843	881.993	3.767.621	3.081.693	177.666	129.890	4.912.130	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	419.864	155.817	1.342.862	651.021	(807.019)	(209.716)	955.707	597.122
Otras provisiones corrientes	29.711	79.356	134.918	141.067	215	2	164.844	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	157.031	150.727	22.685	69.379	3.344	2.764	183.060	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	60.401	45.960	184.384	185.313	41.487	35.331	286.272	266.604
PASIVOS NO CORRIENTES	2.170.984	1.280.831	9.154.908	7.759.713	807.419	282.129	12.133.311	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	1.304.390	727.682	2.782.559	2.518.301	830.634	591.723	4.917.583	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	84.031	11.591	82.232	78.882	21.628	597	187.891	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	9.746	979	2.678.438	2.049.498	883	10.998	2.689.067	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	104.447	19.252	998.873	444.950	(40.822)	(319.811)	1.062.498	144.391
Otras provisiones no corrientes	132.432	84.179	705.375	749.514	1.012	207	838.819	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	443.996	335.101	443.742	282.397	(8.338)	(4.545)	879.400	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25.503	32.753	1.395.556	1.588.504	2.422	2.960	1.423.481	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	66.439	69.294	68.133	47.667	-	-	134.572	116.961
PATRIMONIO NETO	8.102.984	3.842.070	5.683.620	6.204.827	1.243.489	286.766	15.030.093	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.102.984	3.842.070	5.683.620	6.204.827	1.243.489	286.766	12.832.657	8.105.859
Capital emitido y pagado	5.636.230	1.821.697	2.972.017	2.902.092	7.191.252	5.039.289	15.799.499	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.195.679	1.122.697	(270.485)	(82.505)	4.843.497	4.375.506	5.768.691	5.415.698
Primas de emisión	337.107	37.138	46.819	55.685	(383.926)	(92.823)	-	-
Acciones propias en cartera	(50)	(54)	-	-	(222)	54	(272)	-
Otras reservas	934.018	860.592	2.935.269	3.329.555	(10.407.112)	(9.035.260)	(8.735.261)	(7.072.917)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.197.436	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	12.216.187	6.775.517	21.081.091	19.142.891	1.661.660	1.015.150	34.958.938	26.933.558

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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS																
ACTIVOS CORRIENTES	445.620	249.106	617.133	603.494	4.804.124	4.138.518	657.247	850.472	550.690	546.260	290.651	-	(302.986)	(208.594)	7.062.479	6.179.256
Efectivo y equivalentes al efectivo	124.187	8.050	63.620	139.448	757.875	741.381	156.714	383.257	140.835	234.857	153.022	-	-	-	1.396.253	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	146	116	145.102	65.382	89.881	160.734	76.750	4.047	61	-	90	-	-	-	312.030	230.279
Otros activos no financieros, corriente	4.484	16.730	30.526	42.123	655.856	411.573	13.731	27.496	115.248	62.864	8.915	-	-	-	828.760	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.585	1.587	312.034	310.882	2.822.353	2.407.709	328.827	331.070	182.201	182.959	64.015	-	126	728	3.711.141	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	305.735	213.077	1.694	148	6.885	38.761	1.662	1.790	4.930	2.496	55.965	-	(303.112)	(209.322)	73.759	46.950
Inventarios corrientes	-	-	55.911	42.883	342.555	272.754	76.415	102.781	56.516	53.015	6.879	-	-	-	538.276	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.483	9.546	8.246	2.628	128.719	105.606	2.628	31	50.899	10.069	1.765	-	-	-	201.740	127.880
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	520	-	-	-	-	-	-	-	520	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	16.425.543	10.473.781	2.810.065	2.468.259	16.352.912	11.374.761	4.253.624	4.397.892	2.670.200	2.382.886	1.406.373	-	(16.022.258)	(10.343.277)	27.896.459	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	-	-	26.194	25.461	3.326.017	2.765.194	6.718	153	12	55	114.235	-	-	-	3.473.176	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	5.157	2.980	831	898	3.041.785	2.272.857	27.954	33.029	36.088	23.092	33.646	-	-	-	3.145.421	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	43	77	226.424	268.536	470.304	276.346	20.201	33.565	-	-	7.879	-	-	-	724.851	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	245.049	225.000	26	32	-	-	-	-	-	-	-	-	(245.049)	(225.000)	26	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16.172.024	10.245.701	309.908	315.981	-	-	118	127	10.033	-	288.385	-	(16.778.099)	(10.559.536)	2.369	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	86.948	61.159	4.322.605	4.256.831	165.571	135.881	82.872	70.955	98.274	-	-	-	4.756.270	4.524.826
Plusvalía	-	-	-	4.523	460.793	494.129	4.709	5.601	2.675	-	1.158	-	1.000.890	441.259	1.470.225	945.512
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.143.757	1.762.799	3.670.373	304.256	3.963.160	4.158.620	2.371.121	2.128.997	849.117	-	-	-	12.997.528	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	-	-	6.272	7.942	-	-	-	-	-	-	-	-	6.272	7.942
Activos por derecho de uso	-	24	49	124	117.760	43.099	60.872	19.639	138.295	159.534	10.977	-	-	-	327.953	222.420
Activos por impuestos diferidos	3.270	(1)	15.928	28.746	937.023	954.107	4.321	11.277	29.124	253	2.702	-	-	-	992.368	994.382
TOTAL ACTIVOS	16.871.163	10.722.887	3.427.198	3.071.753	21.157.036	15.513.279	4.910.871	5.248.384	3.220.890	2.929.146	1.697.024	-	(16.325.244)	(10.551.871)	34.958.938	26.933.558

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

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES	130.647	595.828	1.010.729	689.017	4.979.138	4.192.739	1.026.528	1.206.026	749.910	627.532	72.238	-	(173.656)	(33.920)	7.795.534	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	9.914	339.842	5.756	6.088	552.177	797.217	372.308	454.167	292.679	227.816	-	-	-	-	1.232.834	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	19	14	78	23.393	15.702	9.246	4.792	27.366	30.904	668	-	-	-	60.687	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	25.629	46.970	866.568	527.729	3.230.087	2.758.445	467.335	492.040	276.187	207.027	22.601	-	23.733	61.365	4.912.130	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	94.134	208.628	38.322	31.787	897.617	337.202	27.518	72.213	62.475	42.577	33.030	-	(197.389)	(95.285)	955.707	597.122
Otras provisiones corrientes	54	-	49.900	45.167	76.248	77.844	30.974	40.176	7.668	57.238	-	-	-	-	164.844	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	13.882	44.383	13.703	33.986	87.273	110.724	53.643	33.777	14.559	-	-	-	183.060	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	916	369	36.297	33.785	185.913	172.343	31.874	31.914	29.892	28.193	1.380	-	-	-	286.272	266.604
PASIVOS NO CORRIENTES	594.560	597.203	651.831	509.899	8.551.717	6.168.982	1.513.850	1.537.229	909.570	734.467	157.224	-	(245.441)	(225.107)	12.133.311	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	590.081	591.722	36.210	40.785	2.525.836	1.539.623	1.213.912	1.251.199	551.544	414.377	-	-	-	-	4.917.583	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	24	45	99.943	35.901	53.588	15.639	23.212	39.485	11.124	-	-	-	187.891	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	53.914	86.559	2.633.688	1.962.061	874	1.136	591	11.719	-	-	-	-	2.689.067	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	1.203.492	369.498	-	-	7.804	-	96.643	-	(245.441)	(225.107)	1.062.498	144.391
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.116	19.760	685.669	714.757	74.773	78.504	51.819	20.879	7.442	-	-	-	838.819	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	2.057	2.521	459.883	286.936	41.194	40.030	83.284	63.683	251.287	219.783	41.695	-	-	-	879.400	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.422	2.960	17.231	13.920	1.311.654	1.476.884	87.419	124.248	4.435	6.205	320	-	-	-	1.423.461	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	65.453	61.894	50.241	30.228	-	2.820	18.878	22.019	-	-	-	-	134.572	116.961
PATRIMONIO NETO	16.145.956	9.529.856	1.764.638	1.872.837	7.626.181	5.151.558	2.370.493	2.505.109	1.561.410	1.567.147	1.467.562	-	(15.906.147)	(10.292.844)	15.030.093	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.145.956	9.529.856	1.764.638	1.872.837	7.626.181	5.151.558	2.370.493	2.505.109	1.561.410	1.567.147	1.467.562	-	(15.906.147)	(10.292.844)	12.832.657	8.105.859
Capital emitido y pagado	16.512.785	9.783.079	1.733.076	953.561	5.830.987	3.695.565	167.712	195.415	1.632.426	1.483.352	997.095	-	(11.074.582)	(6.327.894)	15.799.499	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.290.142	3.008.390	(1.075.881)	(121.454)	726.440	197.561	843.648	972.249	116.498	272.808	407.820	-	1.460.024	1.086.144	5.766.691	5.415.698
Primas de emisión	-	-	-	-	536.514	575.327	380.242	88.781	1.483	1.612	-	-	(918.239)	(665.720)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	-	-	-	(19.933)	(21.375)	-	-	-	-	-	-	19.933	21.375	(272)	-
Otras reservas	(3.656.699)	(3.241.613)	1.107.443	1.040.730	552.173	704.480	978.891	1.248.664	(188.997)	(190.625)	62.647	-	(5.393.283)	(4.406.749)	(8.735.261)	(7.072.917)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.197.436	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	16.871.163	10.722.887	3.427.198	3.071.753	21.157.036	15.513.279	4.910.871	5.248.364	3.220.890	2.929.146	1.697.024	-	(16.325.244)	(10.551.871)	34.958.938	26.933.558

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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	341.299	297.094	786.002	725.298	187.002	353.946	335.969	375.830	290.651	-	(215)	-	1.940.708	1.752.168	
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.719	80.741	417.963	167.713	62.443	239.549	80.173	190.853	153.022	-	-	-	764.320	678.856	
Otros activos financieros corrientes	110.340	41.991	34.053	31.382	13.267	3.773	18	-	90	-	-	-	157.768	77.146	
Otros activos no financieros, corriente	13.328	12.401	34.081	25.705	4.393	9.254	81.998	23.333	8.915	-	-	-	142.715	70.693	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	98.619	111.216	155.202	444.478	80.857	70.578	69.769	73.008	64.015	-	8	8	468.470	699.288	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	19.263	18.509	117.535	38.033	1.024	926	27.428	52.641	55.965	-	(223)	(8)	220.992	110.101	
Inventarios corrientes	43.587	29.608	8.613	320	23.135	29.866	25.913	26.581	6.879	-	-	-	108.127	86.375	
Activos por impuestos corrientes, corriente	5.443	2.628	18.555	17.667	1.883	-	50.670	9.414	1.765	-	-	-	78.316	29.709	
ACTIVOS NO CORRIENTES	618.490	715.591	4.292.782	693.610	2.438.355	2.420.482	1.519.479	1.193.666	1.406.373	-	-	-	10.275.479	5.023.349	
Otros activos financieros no corrientes	26.189	25.454	365.845	267.351	118	151	-	55	114.235	-	-	-	506.387	293.011	
Otros activos no financieros no corrientes	782	839	46.944	12.463	8.236	8.378	36.068	23.092	33.646	-	-	-	125.676	44.772	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	226.047	268.076	6.515	8.020	3.949	4.023	-	-	7.879	-	-	-	244.390	280.119	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11.199	18.411	-	-	-	-	42.211	25.534	-	-	-	-	53.410	43.945	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.158	1.145	53.658	55.520	2.081	2.475	57.026	51.887	288.385	-	-	-	402.308	111.027	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.963	11.092	205.812	69.410	63.225	30.113	29.019	25.945	98.274	-	-	-	409.293	136.560	
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.675	-	1.158	-	-	-	3.833	-	
Propiedades, planta y equipo	331.081	371.322	3.542.071	266.974	2.330.673	2.373.206	1.217.004	941.686	849.117	-	-	-	8.269.946	3.953.188	
Activos por derecho de uso	-	-	43.822	184	30.073	2.136	106.358	125.217	10.977	-	-	-	191.230	127.537	
Activos por impuestos diferidos	9.071	19.252	28.115	13.688	-	-	29.118	250	2.702	-	-	-	69.006	33.190	
TOTAL ACTIVOS	959.789	1.012.685	5.078.784	1.418.908	2.625.357	2.774.428	1.855.448	1.569.496	1.697.024	-	(215)	-	12.216.187	6.775.517	

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Generación y Transmisión												
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES	147.137	161.117	971.751	665.046	444.371	570.719	306.937	255.734	72.238	-	(215)	-	1.942.219	1.652.616
Otros pasivos financieros corrientes	5.756	6.088	61.544	21.768	151.919	263.242	67.631	26.187	-	-	-	-	286.850	317.285
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	4.633	138	4.974	1.793	11.244	19.547	668	-	-	-	21.519	21.478
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	68.361	60.088	594.020	578.444	172.812	153.466	109.049	89.995	22.601	-	-	-	966.843	881.993
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	34.873	29.041	280.513	49.014	16.305	45.183	55.358	32.579	33.030	-	(215)	-	418.864	155.817
Otras provisiones corrientes	6.629	1.380	163	(3)	20.259	29.096	2.660	48.883	-	-	-	-	29.711	79.356
Pasivos por impuestos corrientes	13.775	41.620	13.672	7.071	67.973	70.498	47.052	31.538	14.559	-	-	-	157.031	150.727
Otros pasivos no financieros corrientes	17.743	22.900	17.206	8.614	10.129	7.441	13.943	7.005	1.380	-	-	-	60.401	45.960
PASIVOS NO CORRIENTES	133.970	144.807	779.011	179.215	614.399	697.178	486.380	259.631	157.224	-	-	-	2.170.984	1.280.831
Otros pasivos financieros no corrientes	36.210	40.785	676.689	127.378	419.434	542.592	172.057	16.927	-	-	-	-	1.304.390	727.682
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	40.152	83	26.329	515	6.426	10.993	11.124	-	-	-	84.031	11.591
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	9.103	215	643	764	-	-	-	-	-	-	9.746	979
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	19.252	-	-	7.804	-	96.643	-	-	-	104.447	19.252
Otras provisiones no corrientes	54	62	8.569	1.730	64.963	61.967	51.404	20.420	7.442	-	-	-	132.432	84.179
Pasivo por impuestos diferidos	54.384	52.504	34.870	29.787	83.284	63.683	229.763	189.127	41.695	-	-	-	443.996	335.101
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	4.034	3.190	-	-	19.746	27.657	1.403	1.906	320	-	-	-	25.503	32.753
Otros pasivos no financieros no corrientes	39.288	48.266	9.628	770	-	-	17.523	20.258	-	-	-	-	66.439	69.294
PATRIMONIO NETO	678.682	706.761	3.328.022	574.647	1.566.587	1.506.531	1.062.131	1.054.131	1.467.562	-	-	-	8.102.984	3.842.070
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	678.682	706.761	3.328.022	574.647	1.566.587	1.506.531	1.062.131	1.054.131	1.467.562	-	-	-	8.102.984	3.842.070
Capital emitido y pagado	623.259	561.138	2.887.438	215.930	164.398	191.473	964.040	853.156	997.095	-	-	-	5.636.230	1.821.697
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(126.251)	11.406	283.482	237.270	526.401	665.670	104.227	208.351	407.820	-	-	-	1.195.679	1.122.697
Primas de emisión	-	-	-	-	333.423	33.096	3.684	4.042	-	-	-	-	337.107	37.138
Acciones propias en cartera	-	-	(50)	(54)	-	-	-	-	-	-	-	-	(50)	(54)
Otras reservas	181.674	134.217	157.152	121.501	542.365	616.292	(9.820)	(11.418)	62.647	-	-	-	934.018	860.592
Total Patrimonio Neto y Pasivos	959.789	1.012.685	5.078.784	1.418.908	2.625.357	2.774.428	1.855.448	1.569.496	1.697.024	-	(215)	-	12.216.187	6.775.517

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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS													
ACTIVOS CORRIENTES	272.122	274.170	4.033.868	3.356.268	420.426	499.983	208.451	191.178	(49)	(48)	4.934.818	4.321.551	
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.404	8.016	310.415	557.280	92.356	141.721	57.197	41.228	-	-	466.372	748.245	
Otros activos financieros corrientes	22.482	23.383	53.501	128.089	1.684	274	43	-	-	-	77.710	151.746	
Otros activos no financieros, corriente	17.087	29.464	609.241	374.088	9.295	18.191	5.132	9.057	-	-	640.755	430.800	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	213.415	199.667	2.642.513	1.954.523	247.884	260.485	112.269	109.912	45	53	3.216.126	2.524.640	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	410	364	11.118	8.480	15.407	6.396	3.233	4.550	(94)	(101)	30.074	19.689	
Inventarios corrientes	12.324	13.276	333.214	272.167	53.280	72.916	30.577	26.431	-	-	429.395	384.790	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	73.866	61.641	-	-	-	-	-	-	73.866	61.641	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	520	-	-	-	-	-	520	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.887.183	1.442.359	11.210.471	10.141.977	1.811.019	1.973.507	1.237.600	1.263.497	-	-	16.146.273	14.821.340	
Otros activos financieros no corrientes	5	6	2.904.813	2.497.727	6.599	2	12	-	-	-	2.911.429	2.497.735	
Otros activos no financieros no corrientes	49	60	2.993.253	2.259.476	19.717	24.651	-	-	-	-	3.013.019	2.284.187	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	377	460	450.387	267.871	16.252	29.541	-	-	-	-	467.016	297.872	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	26	32	-	-	-	-	-	-	-	-	26	32	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	135	133	-	-	13.613	1.463	-	-	-	-	13.748	1.596	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	73.985	50.067	3.978.918	4.174.705	100.569	103.745	52.179	42.359	-	-	4.205.651	4.370.876	
Propiedades, planta y equipo	1.812.557	1.391.477	28.059	32.860	1.632.486	1.785.402	1.153.472	1.186.821	-	-	4.626.574	4.396.560	
Propiedad de inversión	-	-	6.272	7.942	-	-	-	-	-	-	6.272	7.942	
Activos por derecho de uso	49	124	62.826	42.236	17.944	17.503	31.937	34.317	-	-	112.756	94.180	
Activos por impuestos diferidos	-	-	785.943	859.160	3.839	11.200	-	-	-	-	789.782	870.360	
TOTAL ACTIVOS	2.159.305	1.716.529	15.244.339	13.498.245	2.231.445	2.473.490	1.446.051	1.454.675	(49)	(48)	21.081.091	19.142.891	

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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS													
PASIVOS CORRIENTES	902.066	591.523	4.474.546	3.697.032	550.502	640.775	315.498	249.069	(49)	(48)	6.242.563	5.178.351	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	463.072	775.450	220.389	190.925	69.837	53.750	-	-	753.298	1.020.125	
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	78	17.378	15.396	3.281	2.999	16.122	11.280	-	-	36.795	29.753	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	797.949	467.412	2.538.667	2.159.212	264.665	338.490	166.340	116.577	-	2	3.767.621	3.081.693	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	42.444	69.660	1.249.196	513.115	15.602	32.604	35.669	35.692	(49)	(50)	1.342.862	651.021	
Otras provisiones corrientes	43.269	43.785	75.926	77.846	10.715	11.080	5.008	8.356	-	-	134.918	141.067	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	26.914	16.094	40.226	6.591	2.239	-	-	22.685	69.379	
Otros pasivos no financieros corrientes	18.390	10.588	130.307	129.099	19.756	24.451	15.931	21.175	-	-	184.384	185.313	
PASIVOS NO CORRIENTES	558.266	415.192	7.273.663	6.033.093	887.339	840.051	435.640	471.377	-	-	9.154.908	7.759.713	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.608.594	1.412.245	794.478	708.607	379.487	397.449	-	-	2.782.559	2.518.301	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	24	45	49.844	35.221	15.578	15.124	16.786	28.492	-	-	82.232	78.882	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	53.914	86.559	2.623.702	1.961.838	231	372	591	729	-	-	2.678.438	2.049.498	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	40.821	50.566	958.052	394.384	-	-	-	-	-	-	998.873	444.950	
Otras provisiones no corrientes	19.063	19.698	676.518	712.820	9.379	16.537	415	459	-	-	705.375	749.514	
Pasivo por impuestos diferidos	405.082	233.966	4.684	10.243	-	-	33.976	38.188	-	-	443.742	282.397	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	13.197	10.730	1.311.655	1.476.884	67.673	96.591	3.031	4.299	-	-	1.395.556	1.588.504	
Otros pasivos no financieros no corrientes	26.165	13.628	40.614	29.458	-	2.820	1.354	1.761	-	-	68.133	47.667	
PATRIMONIO NETO	698.973	709.814	3.496.130	3.768.120	793.604	992.664	694.913	734.229	-	-	5.683.620	6.204.827	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	698.973	709.814	3.496.130	3.768.120	793.604	992.664	694.913	734.229	-	-	5.683.620	6.204.827	
Capital emitido y pagado	652.952	528.339	2.182.599	2.222.793	3.314	3.941	133.152	147.019	-	-	2.972.017	2.902.092	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(262.208)	(67.928)	(758.693)	(882.158)	248.707	346.671	501.709	520.910	-	-	(270.485)	(82.505)	
Primas de emisión	-	-	-	-	46.819	55.685	-	-	-	-	46.819	55.685	
Otras reservas	308.229	249.403	2.072.224	2.427.485	494.764	586.367	60.052	66.300	-	-	2.935.269	3.329.555	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	2.159.305	1.716.529	15.244.339	13.498.245	2.231.445	2.473.490	1.446.051	1.454.675	(49)	(48)	21.081.091	19.142.891	

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 31.12.2021	al 31.12.2020
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	30.341	US\$	41.953	46.802
BNDES	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	4.603	US\$	2.099	3.845
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	11.823	US\$	59.626	74.198
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	19.316	US\$	26.096	43.802
Varios Acreedores	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Varios	Depósito de Garantia	US\$	-	US\$	-	816.798
Varios Acreedores	EGP Brasil	Acreedor	Varios	Escrow Account	US\$	501.277	US\$	321.352	-
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	20.065	US\$	8.638	16.933
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.713	US\$	16.520	24.065
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	2.198	US\$	2.221	7.129

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 85.317 y MUS\$ 104.577, respectivamente (ver Nota 16.c.ii).

Al 31 de diciembre de 2021, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 68.628.702 (MUS\$ 71.322.737 al 31 de diciembre de 2020).

34.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 31.12.2021	al 31.12.2020
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\$	55.893	70.897
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\$	267.394	335.240
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	74.137	79.612
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	39.458	39.230
Prestamo Bancario	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	-	96.461
Prestamo Bancario	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	-	77.194
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	37.115	-
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	22.249	-
Prestamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	9.927	18.170
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	49.336	48.870
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Marzo 2021	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	US\$	-	33.108
Bonos	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª série	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	-	136.305
Bonos	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	256.055	270.297
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Enel Brasil	Aval	US\$	31.363	-
Prestamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	EGP Brasil	Aval	US\$	13.344	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	51.014	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	53.096	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	45.631	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	47.493	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	EGP Brasil	Aval	US\$	13.865	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	EGP Brasil	Aval	US\$	3.247	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	EGP Brasil	Aval	US\$	13.888	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	EGP Brasil	Aval	US\$	13.954	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	12.448	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.960	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	26.951	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	18.673	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	17.941	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	40.427	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	12.448	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.960	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	26.951	-
Prestamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	EGP Brasil	Aval	US\$	13.377	-
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	88.970	-
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	48.469	-
Total								1.429.034	1.205.384

(*) 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 3 de agosto 2021 se dictó sentencia desfavorable de primera instancia judicial contra la empresa. El 5 de agosto se envió carta de notificación de la sentencia. El 20 de agosto 2021, la empresa interpuso recurso de apelación. El 8 de septiembre, el tribunal de primera instancia admitió la apelación para su tramitación. El 30 de septiembre, la empresa se hizo parte del recurso en la Corte de Apelaciones y se solicitó la suspensión del cobro de impuestos. El 23 de noviembre se concedió la suspensión del cobro del giro por el plazo máximo legal de 6 meses. Cuantía M\$5.023.208 (MUS\$5.898).

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\$30.189)
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 diciembre de 2021 el monto involucrado en las dos demandas era de MBRL 374.370 (MUS\$ 67.211).
 - (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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 224.580 (MUS\$ 40.319).
 - (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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 195.080 (MUS\$35.023).

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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 139.270 (MUS\$ 25.003).
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. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 215.408 (MUS\$38.673).
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 250.000 (MUS\$44.883)
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 215.000 (MUS\$38.599)
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, Enel Distribución Ceará presentó recurso a la segunda instancia administrativa, tras fallo desfavorable en la primera instancia y para las actas de 2016 se aguarda decisión de primera instancia administrativa. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 129.000 (MUS\$23.159).

Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)

10. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 715.977 (MUS\$128.540)

-Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 387.930 (MUS\$69.646).

-Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 368.690 (MUS\$66.192).

-Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 162.490 (MUS\$29.172).

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. En paralelo, el Sindicato ha empezado la ejecución de la decisión. El 31 de diciembre de 2021 el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MBRL 231.650 (MUS\$41.588).
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 MBRL240.000 (MUS\$43.088).
16. 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 por MBRL 5.931.750 (MUS\$1.064.948), MBRL1.045.643 (MUS\$187.727), MBRL 2.973.397 (MUS\$533.824) y MBRL 3.211.470 (MUS\$576.566), respectivamente, valores a 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).

Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)

17. 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 06 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), a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 612.100. (MUS\$109.892)
18. 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 256.600 (MUS\$46.068).
19. *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. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Rio era de MBRL 152.864 (MUS\$27.444).
20. 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, 887 exempleados empezaron con 543 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 127.379 (MUS\$22.868).

21. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al periodo de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Después de los fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presentó nuevo recurso al propio STF y la Corte Suprema redujo la sanción del 5% por el 1%, en junio de 2021. La decisión del STF fue por la reducción de la multa aplicada para 1% de la cuantía involucrada. El litigio será pagado y no constará más del reporte en el próximo trimestre. La cuantía asciende a MBRL 175.000 (MUS\$31.418).
22. 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 1.332.000 (MUS\$239.138).
23. 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 MBRL 133.000 (MUS\$23.877).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

24. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 1.288.000 (MUS\$231.239).
25. 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 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 139.730 (MUS\$25.086).
26. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los

requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

27. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 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\$898), (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.
28. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. 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 818.000 (MUS\$146.858); MBRL 163.000 (MUS\$29.264) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MBRL 654.000 (MUS\$117.415) 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 163.000 (MUS\$29.264).
29. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. 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 245.000 (MUS\$43.986).
30. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. 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 230.000 (MUS\$41.293).

31. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. 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 175.000 (MUS\$31.418).
32. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), 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 162.000 (MUS\$29.084).
33. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MBRL 155.000 (MUS\$ 27.828).
34. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). 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 667.000 (MUS\$119.749).
35. Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. 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: MBRL 181.000 (MUS\$ 32.496).
36. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición

de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 156.000 (MU\$28.008).

37. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. 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 159.000 (MUS\$28.546).
38. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). 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 176.000 (MUS\$31.598).
39. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales y dos procesos administrativos que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 193.000 (MUS\$34.650).
40. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 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 252.000 (MU\$45.242).
41. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad 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 751.000 (MU\$134.830).

Enel Cien S.A.

42. 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 diciembre de 2021, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 597.480 (MUS\$107.269).

Enel Brasil

43. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La compañía presentó recurso a la segunda instancia, pero fue desfavorable. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 365.000 (MUS\$65.530).

Colombia:

44. 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\$ 7.523). 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.

45. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción de protección a derechos colectivos. 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.

46. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se 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.
47. 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 COP 337 millones (MUS\$82.800).
48. 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\$3.546). Mediante auto de 1º 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 UAESP expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (MUS\$27.784). 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\$5.995) 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\$21.793).
49. 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\$8.617). 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 Secretaría de Hacienda del Departamento de Cundinamarca proferiera 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\$ 8.617). 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 se volverá a radicar el recurso contra el auto que libra mandamiento de pago.

Costa Rica

P.H. Chucás S.A.

50. 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.

51. Enel Green Power Costa Rica S.A. y ESSA2 SpA (Chile):

En fecha 30 de setiembre 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, ESSA2 SpA 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, y actualmente las partes se encuentran en proceso de designar el Tribunal Arbitral.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 88.973 al 31 de diciembre de 2021 (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\$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 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\$12.695.769.256	1,33	1,35	1,01
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	0,06	1,16	0,14	2,89
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	2,89	1,34	0,26	1,38
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	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 24ta y 25ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	BNP Paribas y MUFG	Scotiabank	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 Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado 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 más ajustes sectoriales	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	1,35	1,36	1,36	1,97
Cumplimiento SI/NO	Si	Sí	Si	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA;	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2021, 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 diciembre de 2021, 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 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 fideicomitados 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 diciembre de 2021 las Sociedades han cobrado 44 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2021 asciende a MUS\$ 270.945 (MUS\$ 311.875 al 31 de diciembre de 2020). El desglose por compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS\$ 180.601 (MUS\$ 208.941 al 31 de diciembre de 2020), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 72.566 (MUS\$ 82.438 al 31 de diciembre de 2020) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 17.778 (MUS\$ 20.496 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 9).

(ii) Edesur:

Acuerdo regulatorio año 2019

Con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006 / enero de 2017. Por un lado, Edesur se obliga a: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentino (BNA); (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, hasta en 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registre el costo propio de distribución; (iii) en el marco de lo previsto en la cláusula 5.4 de la mencionada Acta Acuerdo, destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del periodo de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión de la Tarifa Integral (RTI), destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones con relación a la deuda por mutuos con CAMMESA. Por su parte, el Estado Nacional compensó a favor de la Sociedad, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) N° 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado Nacional condonó las sanciones con destino a la Administración Pública (ver Nota 23).

Los efectos de este acuerdo originaron una reducción de pasivos que fue registrada en los ingresos operacionales en el año 2019 por ARS 12.183 millones (aproximadamente MUS\$ 203.433). Producto de la aplicación NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, los valores antes indicados al cierre de diciembre de 2019 fueron de ARS 15.461 millones (aproximadamente MUS\$ 261.185).

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 202, 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 pandemia y la extensión del aislamiento social obligatorio ha generado recesión económica en Argentina, la cual, conjuntamente con la continuidad del congelamiento tarifario y 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 64.762.256 (MUS\$ 630.680) al 31 de diciembre de 2021. 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 diciembre de 2021 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 diciembre de 2021 y 2020, respectivamente, era la siguiente:

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

al 31.12.2020				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	8	39	4	51
Argentina	35	1.850	2.179	4.064
Brasil	51	5.726	3.746	9.523
Perú	35	908	-	943
Colombia	39	2.111	-	2.150
Total	168	10.634	5.929	16.731
Promedio	170	10.679	6.120	16.969

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 a 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 demás casos: MBRL 12.337 (MUS\$ 2.215).

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 a la multa. En diciembre de 2021 la Compañía recibió dos sanciones más por el retraso en el pago de ISS de los Municipios de Iguatu y Pereiro. El monto total involucrado en todos los casos: MBRL 1.958 (MUS\$ 351).
- 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. MBRL1.029 (MUS\$ 185).
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 26.500 (MUS\$4.759).

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

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético –

CDE). Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, reduciendo el monto de la sanción al valor de MMBRL 25. Enel Distribución Goiás S.A. 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 41.645 (MUS\$7.476).

- 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 MMBRL 31. Al 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 34.180 (MUS\$ 6.136).
- 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 MMBRL 1. Un nuevo pedido de reconsideración fue presentado, a la fecha sin resolución. Al 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 45.750 (MUS\$ 8.214).

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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 190.120 (MUS\$ 34.132).
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 94.200 (MUS\$ 16.912)
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 30.770 (MUS\$ 5.524).

- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MBRL 70.530 (MUS\$ 12.662).
- 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 diciembre de 2021, el monto involucrado en la sanción es de MBRL35.970 (MUS\$ 6.457).
- 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 diciembre de 2021 el valor involucrado en la sanción es de MBRL28.350 (MUS\$5.089).
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 89.654 (MUS\$ 16.095).
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado es de MBRL 30.100 (MUS\$ 5.404).

- 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 (1º 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 diciembre de 2021 el monto involucrado es de MBRL 41.370 (MUS\$ 7.428).
- 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 diciembre de 2021 el monto involucrado es de MBRL 31.300 (MUS\$ 5.619).
- 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 71.397 (MUS\$ 12.818).

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. En noviembre de 2021 se inició el cobro judicial de la multa ante la liquidación recibida por la PCH Casca III, por el monto de MBRL 53.810 (MUS\$9.661). El 31 de diciembre de 2021 el monto involucrado de las dos sanciones es de MBRL92.250 (MUS\$ 16.562).

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

Al 31 de diciembre de 2021, 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\$ 520), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 10.502 (MUS\$ 2.629). 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, a la fecha, el monto de la multa califica como posible y asciende a MPEN 3.915 (MUS\$980), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a MPEN 5.710 (MUS\$ 1.429). Actualmente, Enel Generación Perú se encuentra a la espera de que la SUNAT compense el importe de dicha deuda tributaria contra los créditos reconocidos por el TF.
- 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\$ 1.459), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 3.395 (MUS\$ 850). 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 diciembre de 2021, 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\$ 731), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS\$ 3.518). 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\$ 444), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 10.231 (MUS\$ 2.561). 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 EEPSA)

Al 31 de diciembre de 2021, 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 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\$ 1.719), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a MPEN 4.844 (MUS\$ 1.212). 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 Impuesto General a las Ventas (IGV), Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2016, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal del Proyecto Reemplazo de Potencia de la Central Malacas – Unidad TG6, 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. 253-2020-SUNAT-323100, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MPEN 4.552 (MUS\$ 1.140), la misma que fue cancelada con una rebaja del 60%: (i) Multa por MPEN 1.821 (MUS\$ 456); y (ii) Intereses moratorios por MPEN 1.166 (MUS\$292), actualizados a la fecha de pago. Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el TF.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 43.887 al 31 de diciembre de 2021 (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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, son los siguientes:

		miles de dólares estadounidenses - MUS\$									
Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2021					2020		
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior	
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios Hidrometeorológicos	En proceso	343	-	343	-	31/12/2022	343	480	
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.268	31/12/2022	4.268	4.221	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	87	-	87	-	-	87	74	
	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	272	267	5	5.623	31/12/2027	5.896	7.716	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	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	84	82	2	240	31/12/2022	324	391	
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	Terminado	334	-	334	-	-	334	223	
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	52	-	52	-	-	52	103	
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	189	-	189	-	-	189	204	
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	172	-	172	-	-	172	111	
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	79	-	79	-	-	79	89	
	Servicios Legales	Servicios de caracter legal	Terminado	3	-	3	-	-	3	-	
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	-	-	-	-	-	-	-	
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	38	-	38	-	-	38	55	
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	40	-	40	-	-	40	22	
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	31	-	31	-	-	31	37	
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	52	-	52	-	-	52	28	
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	43	-	43	-	-	43	42	
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medioambiente	Terminado	33	-	33	-	-	33	72	
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	Terminado	5	-	5	-	-	5	31	
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	17	-	17	-	-	17	115	
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	265	-	265	-	-	265	108	
Total				2.139	349	1.790	10.131	-	12.271	14.122	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2020					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	480	-	480	-	-	480
		Otros	En proceso	276	-	276	-	-	276
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.221	31/12/2022	4.221
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	2.341	2.180	161	5.375	31/12/2027	7.716
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	83	83	-	309	31/12/2022	392
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	223	-	223	-	-	222
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	103	-	103	-	-	103
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	204	-	204	-	-	204
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	6	-	6	-	-	6
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	111	-	111	-	-	111
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	89	-	89	-	-	89
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	55	-	55	-	-	55
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	22	-	22	-	-	22
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	37	-	37	-	-	37
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	28	-	28	-	-	28
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	42	-	42	-	-	42
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevección	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la	Terminado	72	-	72	-	-	72
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	31	-	31	-	-	31
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	115	-	115	-	-	115
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	Terminado	7	-	7	-	-	7
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	Terminado	108	-	108	-	-	108
Total				4.506	2.263	2.243	9.905	-	14.411

miles de dólares estadounidenses - MUS!

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2019					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	522	-	522	-	-	522
		Otros	En proceso	208	-	208	-	-	208
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.588	31/12/2021	4.588
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Material Contaminante	En proceso	133	-	133	-	-	133
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	1.693	1.399	294	6.145	31/12/2027	7.838
	Nueva Esperanza Compensacion 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	En proceso	203	189	15	105	31/12/2019	308
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	78	-	78	-	-	78
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	116	-	116	-	-	116
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	342	-	342	-	-	342
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	29	-	29	-	-	29
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la	En proceso	86	-	86	-	-	86
Enel Generación Piura S.A.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	90	-	90	-	-	90
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	35	-	35	-	-	35
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	29	-	29	-	-	29
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	76	-	76	-	-	76
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	42	-	42	-	-	42
Chinango S.A.C.	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	49	-	49	-	-	49
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	24	-	24	-	-	24
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	53	-	53	-	-	53
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	En proceso	19	-	19	-	-	19
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	277	-	277	-	-	277
Enel Distribución S.A.	Gestión de Residuos	Eliminación de partículas y otros residuos especiales	En proceso	243	-	243	-	-	243
Total				4.347	1.588	2.760	10.838	-	15.185



38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

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	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	6.684	464.053	470.737	234	-	470.503	470.737	-	(481)	(481)	(2.321)	(2.376)	(7.959)	40.593	(1.167)	39.426	2.367	41.793
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	98.322	214.098	312.420	103.366	48.267	160.787	312.420	105.074	(4.698)	100.376	53.487	(85.458)	8.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.536)	(93.303)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.094	317.567	15.831	54.753	246.983	317.567	41.540	(3.787)	37.753	27.188	10.881	(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	(66.632)	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	134.881	165.382	300.263	15.407	26.196	258.660	300.263	79.637	(8.783)	70.854	55.096	23.190	(27.150)	(3.960)	(3.078)	(7.038)	(37.686)	(44.724)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	258.643	751.345	1.009.988	117.486	103.021	789.481	1.009.988	146.282	(10.581)	135.701	76.676	(85.023)	(47.245)	(207.280)	6.960	(200.320)	(133.351)	(333.671)
Grupo EGP 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	63.916	254	161.926	226.096	366.889	(209.590)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	58.972
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	262.713	112.859	375.572	247.881	47.416	80.275	375.572	1.428.553	(1.351.052)	77.501	84.205	51.686	(43.147)	8.539	(3.077)	5.462	(4.088)	1.374
EGP Volta Grande	Individual	27.698	275.045	302.743	28.297	134.477	139.969	302.743	81.056	(13.824)	67.432	63.608	63.458	(19.344)	44.114	(14.116)	29.998	(8.674)	21.124
Enel Cien S.A.	Individual	27.289	126.169	153.458	15.518	239	137.701	153.458	54.619	(14)	54.605	47.255	41.826	926	42.762	(14.113)	28.639	(8.636)	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)	(1.096)	(399)	(1.495)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	5.955	7.939	273	149	7.517	7.939	487	-	487	(109)	(1.980)	2.818	838	751	1.589	(884)	705
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	709.815	1.396.726	2.106.541	649.178	805.148	652.215	2.106.541	1.511.849	(1.099.328)	412.521	280.045	168.549	(49.867)	119.092	(27.906)	91.186	(41.696)	49.490
Enel Distribución Río S.A.	Individual	780.471	2.205.682	2.986.153	1.045.797	1.255.747	684.609	2.986.153	1.581.090	(1.147.521)	433.559	282.304	98.040	(78.981)	19.179	(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	36.962	78.204	32.759	771	44.674	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	(2.920)	51	(2.669)	3.427	558	(2.239)	(1.681)
Enel Distribuc�o�o Sao Paulo S.A.	Individual	1.680.174	4.994.713	6.674.887	1.604.168	3.972.867	1.097.852	6.674.887	3.848.367	(2.857.634)	990.733	706.896	431.456	(156.850)	274.607	(77.987)	196.620	(107.521)	89.099
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.195	16.362.724	21.172.919	4.981.114	8.554.845	7.636.960	21.172.919	10.970.596	(8.316.744)	2.653.842	1.791.111	1.061.569	(430.128)	631.964	(167.187)	464.777	(459.066)	5.711
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	(136.905)	119.953
Enel Perú S.A.C.	Individual	38.474	1.074.700	1.113.174	160.808	-	952.366	1.113.174	-	-	-	(547)	(2.505)	(2.646)	208.633	(161)	208.472	(73.523)	134.949
Enel Generación Perú S.A.	Individual	193.318	836.620	1.029.938	202.454	212.314	615.170	1.029.938	430.578	(150.735)	279.843	223.756	185.249	5.025	205.952	(58.121)	147.831	(56.161)	91.670
Chinango S.A.C.	Individual	11.011	131.687	142.698	5.229	36.288	101.181	142.698	46.927	(4.837)	42.090	37.273	33.863	86	33.949	(9.990)	23.959	(7.626)	16.333
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)	17.772	(8.218)	9.554
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	208.451	1.237.600	1.446.051	315.498	435.640	694.913	1.446.051	895.367	(604.987)	290.380	218.993	154.164	(21.604)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013
Grupo Enel Perú	Consolidado	457.824	2.284.464	2.742.288	679.706	732.624	1.329.958	2.742.288	1.286.952	(651.370)	635.582	500.382	381.992	(24.677)	357.340	(117.996)	239.344	(112.424)	126.920
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	28.486	381.808	410.294	77.666	18.672	313.956	410.294	27.902	(23.733)	4.169	(1.721)	(4.324)	2.393	(1.932)	1.272	(659)	(6.118)	(6.778)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	44.186	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	(907)	525	-	525
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	47.367	36.066	83.435	3.056	78.999	83.435	12.300	(1.345)	(10.955)	8.034	7.072	(191)	6.888	(906)	(688)	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	39.804	(6.986)	32.618	25.188	18.715	(2)	18.743	(543)	18.200	-	18.200
Teconuat S.A.	Individual	1.071	16.460	17.531	429	-	17.102	17.531	3.388	(961)	3.027	1.776	1.250	21	1.284	(223)	1.061	-	1.061
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.005	37.527	640	-	36.887	37.527	2.196	(51)	2.145	1.693	1.112	(7)	1.194	(158)	946	-	946
Enel Green Power Panamá S.A.	Individual	181.759	216.064	397.823	138.733	33.765	225.325	397.823	4.921	(484)	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	3.230	15.373	71.651	71.651	7.461	(734)	6.727	5.389	2.487	(1.383)	3.099	(309)	795	-	795
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	123.483	380.781	504.264	71.765	176.945	255.554	504.264	33.000	(2.906)	30.093	21.361	12.338	(5.151)	7.187	(7.755)	(568)	(810)	(1.377)

	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	40.432	65.563	105.995	1.293	-	104.702	105.995	-	(600)	(600)	(2.459)	(2.459)	11.264	12.146	874	13.020	(37.029)	(24.009)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	96.321	253.484	349.805	96.132	74.375	179.298	349.805	112.931	(4.963)	107.968	60.965	18.811	(9.445)	9.497	7.928	17.425	(47.631)	(30.206)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	91.441	268.572	360.013	30.657	43.537	285.619	360.013	48.505	(4.543)	43.962	35.964	21.800	37.910	62.211	(9.332)	52.879	(66.592)	(13.713)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	274.169	1.442.360	1.716.529	591.523	415.191	709.815	1.716.529	801.229	(530.338)	270.891	49.912	(68.276)	22.605	(45.636)	(22.866)	(68.502)	(230.171)	(298.673)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.882	1.263	14.145	10.573	-	3.572	14.145	3.086	(189)	2.897	706	414	(130)	284	(103)	181	(1.006)	(825)
Dock Sud S.A.	Individual	97.880	172.641	270.521	10.749	28.575	231.197	270.521	66.334	(10.025)	56.309	42.590	14.445	3.472	17.968	(13.426)	4.542	(68.182)	(63.640)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	312.760	841.974	1.154.734	124.270	115.750	914.714	1.154.734	161.093	(11.572)	149.521	92.860	36.542	61.778	71.522	1.130	72.652	(258.557)	(185.905)
Enel Brasil S.A.	Individual	567.492	4.494.221	5.051.713	344.060	225.338	4.482.315	5.051.713	502	(139)	363	(41.809)	(42.724)	(127.544)	168.090	36.441	204.531	(1.088.424)	(883.893)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	76.390	133.672	210.062	52.283	19.535	138.244	210.062	187.227	(118.673)	68.554	61.986	51.176	(521)	50.655	(19.628)	31.027	(31.881)	(854)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	584.030	130.285	714.315	563.242	20.520	130.553	714.315	812.275	(666.295)	145.980	134.715	129.601	(6.103)	123.498	(41.504)	81.994	(15.502)	66.492
EGP Volta Grande	Individual	31.525	274.019	305.544	31.433	138.557	135.554	305.544	62.398	(10.548)	51.850	48.505	48.484	(11.785)	36.700	(12.486)	24.214	(32.034)	(7.820)
Enel Cien S.A.	Individual	31.496	141.069	172.565	17.527	407	154.631	172.565	52.705	(83.694)	(30.989)	(37.406)	(45.046)	23.435	(21.612)	7.275	(14.337)	(48.724)	(63.061)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	10.089	12.643	10.443	-	2.200	12.643	45.439	-	45.439	44.911	44.472	(17.275)	27.197	(996)	26.201	14.795	40.996
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.144	11.705	13.849	8.490	482	4.877	13.849	37.973	-	37.973	37.284	35.806	(13.356)	22.450	801	23.251	15.236	38.487
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	575.851	1.322.709	1.898.560	589.631	651.669	657.260	1.898.560	1.166.240	(835.325)	330.915	191.873	98.900	(29.125)	70.014	(18.464)	51.550	(178.829)	(127.279)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	705.578	1.588.563	2.294.141	574.409	1.011.309	708.423	2.294.141	1.253.027	(869.354)	383.673	231.938	94.515	(78.528)	16.145	(5.706)	10.439	(229.670)	(219.231)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	566.168	2.032.002	2.598.170	925.334	517.983	1.154.853	2.598.170	1.394.049	(1.026.859)	367.190	169.277	85.106	(42.774)	42.806	(16.729)	26.077	(306.258)	(280.181)
Enel X Brasil S.A.	Individual	19.617	22.477	42.094	20.560	583	20.951	42.094	13.357	(4.454)	8.903	(3.705)	(6.711)	(2.009)	(8.720)	973	(7.747)	(4.323)	(12.070)
Enel Distribucão Sao Paulo S.A.	Individual	1.515.162	5.198.704	6.713.866	1.614.149	3.852.132	1.247.585	6.713.866	3.020.740	(2.206.107)	814.633	592.998	374.091	(116.943)	257.148	(77.974)	178.174	(677.886)	(498.712)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.143.213	11.396.553	15.539.766	4.211.671	6.169.465	5.158.630	15.539.766	7.680.106	(5.450.909)	2.229.197	1.436.985	873.753	(420.461)	454.162	(148.157)	306.005	(1.678.028)	(1.372.023)
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	353.946	2.420.483	2.774.429	570.718	697.179	1.506.532	2.774.429	1.159.134	(412.530)	746.604	606.868	(70.522)	536.449	(188.883)	347.566	(14.970)	(328.216)	(328.216)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	499.983	1.973.507	2.473.490	640.774	840.051	952.665	2.473.490	1.546.963	(886.155)	660.808	506.794	375.127	(49.171)	325.977	(97.881)	228.096	(14.970)	213.126
Enel Perú S.A.C.	Individual	34.757	1.288.805	1.323.562	180.490	10.990	1.132.082	1.323.562	-	-	-	(215)	(215)	156.138	-	-	156.138	(96.339)	59.799
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	315.244	880.207	1.195.451	191.039	208.495	795.917	1.195.451	408.604	(140.350)	268.254	210.702	162.140	10.361	186.817	(42.052)	144.765	(66.777)	77.988
Chinango S.A.C.	Individual	8.892	131.158	140.050	7.061	26.392	106.597	140.050	41.000	(4.496)	36.504	31.273	27.319	(87)	27.232	(8.152)	19.080	(6.334)	10.746
Enel Generación Piura S.A.	Individual	60.425	164.399	224.824	58.135	24.746	141.943	224.824	63.874	(23.435)	40.439	30.016	16.512	(4.873)	17.249	(5.852)	11.397	(12.361)	(964)
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	191.178	1.263.496	1.454.674	249.068	471.377	734.229	1.454.674	896.663	(598.157)	288.506	213.898	141.464	(25.042)	116.427	(38.488)	77.939	(62.468)	15.471
Grupo Enel Perú	Consolidado	546.260	2.382.886	2.929.146	627.532	734.466	1.567.148	2.929.146	1.243.994	(621.907)	622.087	475.905	339.421	(26.007)	317.029	(91.896)	225.133	(246.279)	(21.146)

	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	43.219	87.644	130.863	2.152	-	128.711	130.863	-	-	-	(463)	(463)	8.963	39.714	(2.453)	37.261	(53.938)	(16.677)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	113.909	270.423	384.332	112.412	105.047	166.873	384.332	213.606	(68.969)	144.637	100.244	59.960	22.628	82.582	(24.642)	57.940	(41.288)	16.652
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	101.114	315.842	416.956	75.003	56.983	284.970	416.956	71.807	(5.957)	65.850	58.055	42.906	59.477	103.800	(21.770)	82.030	(70.096)	11.934
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	284.126	1.459.918	1.741.044	502.223	429.766	802.055	1.741.044	1.346.688	(773.693)	573.195	307.066	211.031	54.470	265.560	(76.548)	189.012	(237.185)	(48.173)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	23.432	1.551	24.983	21.486	-	3.497	24.983	7.497	(950)	6.547	3.599	3.321	(92)	3.229	(1.295)	1.934	(600)	1.334
Dock Sud S.A.	Individual	105.726	256.881	362.607	52.678	52.732	257.197	362.607	146.958	(54.326)	92.632	81.806	50.775	12.036	63.132	(1.007)	62.125	(74.649)	(12.524)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	326.191	927.948	1.254.139	185.096	151.167	917.876	1.254.139	285.277	(74.927)	210.350	157.774	102.242	112.784	299.022	(54.044)	244.978	(270.493)	(25.515)
Enel Brasil S.A.	Individual	371.174	5.186.673	5.557.847	145.721	376.140	5.035.986	5.557.847	977	(85)	892	(57.320)	(58.076)	(85.784)	88.858	15.025	103.883	(149.216)	(45.333)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	119.719	193.438	313.157	108.806	737	203.614	313.157	309.625	(183.394)	126.131	114.170	99.940	13.389	113.329	(36.130)	77.199	(6.465)	71.734
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	213.201	98.107	311.308	193.295	3.280	114.733	311.308	494.303	(394.776)	99.527	85.746	79.065	(100)	78.965	(25.671)	53.294	2.285	55.579
EGP Volta Grande	Individual	42.230	345.708	387.938	29.751	185.505	172.682	387.938	106.792	(42.895)	63.897	59.632	59.607	(13.583)	46.024	(15.173)	30.851	(844)	30.007
Enel Cien S.A.	Individual	113.996	151.707	265.703	13.358	16.240	236.105	265.703	70.295	(967)	69.328	61.376	49.598	19.722	69.320	(39.773)	29.547	(4.600)	24.947
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	6.856	701	7.557	50.954	8.030	(51.427)	7.557	1.142	-	1.142	789	(530)	(10.469)	(10.999)	296	(10.703)	15.634	4.931
Transportadora de Energía S.A.	Individual	4.914	3.924	8.838	52.590	9.207	(52.959)	8.838	1.112	-	1.112	601	(923)	(10.288)	(11.212)	333	(10.879)	16.154	5.275
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	629.656	1.624.665	2.254.320	525.921	902.000	826.399	2.254.320	1.397.853	(991.979)	405.874	248.917	165.346	(42.897)	122.937	(19.875)	103.062	(26.723)	76.339
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	722.394	1.962.608	2.685.002	910.507	830.069	944.426	2.685.002	1.526.019	(1.029.220)	496.799	310.962	175.012	(67.167)	109.105	(39.009)	72.096	(46.182)	25.914
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	665.187	2.355.246	3.020.433	795.582	903.997	1.320.874	3.020.433	1.546.302	(1.100.077)	446.225	221.433	23.971	(61.111)	(36.744)	11.462	(25.282)	(59.597)	(84.879)
Enel X Brasil S.A.	Individual	17.886	15.089	32.975	13.676	307	18.992	32.975	19.359	(6.434)	12.925	(1.373)	(4.877)	(311)	(4.988)	539	(4.449)	(679)	(5.128)
Enel Distribucão Sao Paulo S.A.	Individual	1.701.300	6.062.310	7.763.610	1.474.482	4.310.495	1.978.633	7.763.610	3.756.890	(2.699.108)	1.057.782	674.604	414.699	(136.943)	277.756	460.335	738.091	(412.571)	325.520
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.211.380	13.471.236	17.682.616	3.919.122	7.528.800	6.234.694	17.682.616	8.684.491	(5.906.735)	2.777.756	1.718.861	1.002.297	(430.285)	574.154	314.359	888.513	(589.512)	329.001
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	251.413	2.524.074	2.775.487	387.804	943.882	1.443.801	2.775.487	1.246.989	(405.768)	781.221	710.320	637.221	(81.785)	555.672	(180.207)	375.465	7.209	382.674
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	363.838	1.842.861	2.206.699	545.689	704.527	956.483	2.206.699	1.665.318	(962.174)	703.144	556.513	431.004	(58.397)	372.680	(122.066)	250.614	(615)	249.999
Enel Perú S.A.C.	Individual	37.589	1.403.189	1.440.778	41.359	10.868	1.388.551	1.440.778	11	-	11	(1.155)	(1.155)	(1.473)	127.289	(8)	127.281	27.105	154.386
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	361.697	974.784	1.336.481	172.150	259.367	904.964	1.336.481	478.155	(178.102)	300.053	243.359	191.690	(4.886)	200.977	(56.340)	144.637	18.483	163.120
Chinango S.A.C.	Individual	6.346	153.370	159.716	6.349	38.766	114.601	159.716	45.030	(5.081)	39.949	34.113	29.868	(723)	29.145	(8.685)	20.460	2.791	23.251
Enel Generación Piura S.A.	Individual	75.118	180.365	255.483	64.559	33.669	157.255	255.483	82.155	(27.861)	54.294	44.074	32.902	(317)	32.595	(9.275)	23.320	2.948	26.268
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	153.382	1.305.567	1.458.949	272.268	467.924	718.757	1.458.949	950.350	(619.181)	331.169	257.473	196.436	(22.938)	184.153	(55.649)	128.504	13.065	141.569
Grupo Enel Perú	Consolidado	551.844	2.562.083	3.113.927	482.477	805.168	1.826.282	3.113.927	1.382.941	(676.173)	706.768	561.494	433.368	(30.553)	413.480	(125.187)	288.293	64.392	352.685

39. HECHOS POSTERIORES

Edesur

- El 22 de febrero de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N° 88/2022, que, en su artículo 16, prorroga hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación del “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” para las deudas mantenidas con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) de las distribuidoras de energía eléctrica agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del “Régimen Especial de Créditos” establecidos por la Secretaría de Energía (SE) en el marco del artículo 87 de la Ley N° 27.591 y en las resoluciones SE N° 40/2021 y N° 371/2021. La SE, en su carácter de autoridad de aplicación, podrá establecer para las obligaciones pendientes de pago originadas con posterioridad al 30 de abril de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, un régimen especial de regularización de obligaciones en plazos y condiciones similares a las previstas en el “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones”, previéndose, en particular para las deudas remanentes, un plan de pagos con un plazo de hasta 96 cuotas mensuales, hasta 6 meses de gracia y una tasa de interés equivalente de hasta el 50% de la vigente en el MEM. Las distribuidoras que adhieran a este régimen deberán mantener los pagos al día de la facturación corriente de CAMMESA a partir de la fecha que fije la SE en cada caso.

Finalmente, como resultado de la audiencia pública mencionada más arriba, por una parte, el 22 de febrero de 2022, la SE y el ENRE emitieron la Resolución Sintetizada Conjunta N° 1/2022, mediante la cual aprueban el informe final sobre la misma y, por el otro, el 23 de febrero de 2022, la SE emitió su Resolución N° 105/2022, por medio de la cual se actualizan los precios estacionales estabilizados de la energía y del transporte que serán aplicables a partir del 1 de marzo de 2022 (Ver Nota 4.i.a)).

Entre el 1 de enero 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 31.12.2021			al 31.12.2020		
				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%	-	-	-
77.333.234-7	ESSA2 S.P.A.	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%	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa	Colombia	Peso colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	48,48%	-	48,48%	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	Enel X Colombia S.A.S	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%	-	-	-
Extranjero	USME ZE S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	100,00%	-	100,00%	-	-	-
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidacion	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	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%	-	-	-
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Empresa De Generación Eléctrica Marcona S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Energética Monzón S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Tecnoquat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	-	-
Extranjero	Enel Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	PH Chucús S.A. (2)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	-	-
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (2)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	-	-
Extranjero	PH Rio Volcan S.A. (2)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	-	-
Extranjero	Enel Uruguay S.A. (1)	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

- (1) Nuxer Trading S.A. cambió su razón social durante 2020, pasando a denominarse Enel Uruguay S.A.
- (2) 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 99,50%, 99,46% y 99,15%, respectivamente.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
				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 Proyectos I (Volta Grande) S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnologia de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Parque Eolico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Isamu Ikeda Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Primavera Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos de Sao Roque Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Judas Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Fótons de Santo Anchieta Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Micael 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Geronimo Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Jade Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brejolandia Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa III Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 05 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 06 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 07 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos De Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cabeça De Bol S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Apiaçás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Damascena Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Manicoba Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina A Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina B Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina C Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina D Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina E Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Parapananema S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 05 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	al 31.12.2021									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	-	73.799
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	982.368
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 - MUSS

ACTIVOS	al 31.12.2020									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	-	637	170.335	47	381.754	147.458	65.480	741.282	-	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	-	116	95	-	4.047	-	65.287	160.734	-	230.279
Otros activos no financieros corrientes	-	16.730	2.177	36	27.088	62.864	40.572	411.220	99	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.587	22.201	81	330.871	165.342	306.606	2.408.247	-	3.234.935
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.271	547	3.566	716	2.480	29	36.341	-	46.950
Inventarios corrientes	-	-	1.035	987	102.781	53.015	40.892	272.723	-	471.433
Activos por impuestos corrientes	-	9.546	11.457	-	31	10.069	2.628	94.149	-	127.880
Total Activo Corriente	-	31.887	207.847	4.717	847.288	441.228	521.494	4.124.696	99	6.179.256
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	153	55	25.461	2.765.194	-	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.980	-	-	33.029	23.092	898	2.272.857	-	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	77	244.126	-	33.565	-	24.410	276.346	-	578.524
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	32	-	-	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.273	-	-	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	135.881	70.955	61.160	4.256.830	-	4.524.826
Plusvalía	-	-	-	-	18.264	184.037	24.603	718.608	-	945.512
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	176	-	4.158.620	2.128.630	1.762.799	304.247	-	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.942	-	7.942
Activos por derecho de uso	24	-	-	-	19.639	159.534	124	43.099	-	222.420
Activos por impuestos diferidos	-	-	192.057	-	11.277	253	28.746	762.049	-	994.382
Total Activos No Corriente	24	3.057	436.359	-	4.410.428	2.566.756	1.930.506	11.407.172	-	20.754.302
Total Activos	24	34.944	644.206	4.717	5.257.716	3.007.984	2.452.000	15.531.868	99	26.933.558

miles de dólares estadounidenses - MUSS

PASIVOS	al 31.12.2021									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	3.305	-	191.159	7.414	371.171	277.357	8	382.294	126	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	11.038	-	9.246	16.996	14	23.393	-	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6	24.991	187.299	8.172	422.272	240.035	857.048	3.172.285	22	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	189.421	46.878	518.069	2.148	2.001	207	196.983	-	955.707
Otras provisiones corrientes	-	54	2	-	30.974	7.666	49.900	76.248	-	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	14.558	-	87.275	53.643	13.881	13.703	-	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	-	916	17.340	-	31.874	24.132	26.096	185.408	506	286.272
Total Pasivo Corriente	3.311	215.382	468.274	533.655	954.960	621.830	947.154	4.050.314	654	7.795.534
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.748.465	87.003	1.213.912	379.487	-	1.488.716	-	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	31.200	-	53.588	3.135	24	99.944	-	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	874	591	53.914	2.633.688	-	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	96.643	-	7.804	-	-	958.051	-	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.756	-	74.773	47.505	19.116	685.669	-	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.057	44.008	-	223.420	110.465	459.883	39.567	-	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.422	1.723	-	87.419	3.031	17.231	1.311.655	-	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.305	-	15.679	3.199	39.149	50.240	-	134.572
Total Pasivo No Corriente	-	4.479	1.960.100	87.003	1.677.469	547.413	589.317	7.267.530	-	12.133.311
Total Pasivo	3.311	219.861	2.428.374	620.658	2.632.429	1.169.243	1.536.471	11.317.844	654	19.928.845

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020

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	7.103	-	789.559	-	453.666	201.641	36	373.125	-	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	-	20.470	17	4.792	10.434	78	15.685	-	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	46.970	206.653	12.519	471.331	194.903	517.715	2.643.452	33	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	167.003	152.956	236.546	2.652	1.643	177	36.145	-	597.122
Otras provisiones corrientes	-	-	44.308	-	40.176	12.931	45.167	77.843	-	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	110.724	33.777	44.383	33.986	-	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	-	369	11.908	-	31.914	28.193	21.876	172.249	95	266.604
Total Pasivo Corriente	7.122	214.342	1.225.854	249.082	1.115.255	483.522	629.432	3.352.485	128	7.277.222
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	3.611	-	806.446	-	1.251.190	404.359	-	1.372.100	-	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	25.668	386	15.639	13.816	45	35.516	-	91.070
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	10.990	-	1.136	729	86.559	1.962.061	-	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	144.391	-	-	-	-	-	144.391
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	78.504	20.879	19.760	714.757	-	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.521	-	-	208.618	74.847	286.936	40.031	-	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.960	1.906	-	124.248	4.299	13.920	1.476.884	-	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	31.600	-	19.707	5.132	30.294	30.228	-	116.961
Total Pasivo No Corriente	3.611	5.481	876.610	144.777	1.699.042	524.061	437.514	5.631.577	-	9.322.673
Total Pasivo	10.733	219.823	2.102.464	393.859	2.814.297	1.007.583	1.066.946	8.984.062	128	16.599.895

ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2021					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.598.215	569.756	164.762	975.238	4.307.971	497.193
Provisión de deterioro	(27.829)	(30.264)	(40.749)	(739.521)	(838.363)	(32.338)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	913	-	-	-	913	13.742
Provisión de deterioro	(24)	-	-	-	(24)	(365)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	241.477	-	-	-	241.477	273.419
Provisión de deterioro	(833)	-	-	-	(833)	(26.800)
Total	2.811.919	539.492	124.013	235.717	3.711.141	724.851

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2020					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.135.722	580.640	124.262	852.428	3.693.052	354.376
Provisión de deterioro	(19.775)	(25.636)	(31.925)	(607.172)	(684.508)	(65.015)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	584	-	-	-	584	8.214
Provisión de deterioro	(16)	-	-	-	(16)	(214)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	231.310	-	-	-	231.310	281.333
Provisión de deterioro	(5.487)	-	-	-	(5.487)	(170)
Total	2.342.338	555.004	92.337	245.256	3.234.935	578.524

- Por tipo de cartera:

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.12.2020					
	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	9.945.761	2.211.900	6.354.193	278.198	16.299.954	2.490.098
Entre 1 y 30 días	9.176.101	314.733	659.102	24.711	9.835.203	339.444
Entre 31 y 60 días	3.701.107	108.544	323.324	15.590	4.024.431	124.134
Entre 61 y 90 días	2.534.180	106.748	202.523	10.314	2.736.703	117.062
Entre 91 y 120 días	1.724.446	35.933	193.115	9.759	1.917.561	45.692
Entre 121 y 150 días	1.523.287	33.667	177.697	9.147	1.700.984	42.814
Entre 151 y 180 días	1.139.659	27.439	140.387	8.317	1.280.046	35.756
Entre 181 y 210 días	775.377	58.020	132.352	6.387	907.729	64.407
Entre 211 y 250 días	504.524	23.907	167.038	6.891	671.562	30.798
Superior a 251 días	13.507.750	670.403	1.701.673	86.820	15.209.423	757.223
Total	44.532.192	3.591.294	10.051.404	456.134	54.583.596	4.047.428

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2021		2020		2019	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	660.033	112.258	1.218.370	252.488	608.351	90.500
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.985	51.461	13.661	54.986	10.027	44.603
Total	674.018	163.719	1.232.031	307.474	618.378	135.103

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

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Provisión cartera no repactada	295.574	204.419
Provisión cartera repactada	21.950	38.529
Recuperos del período	(1.520)	(576)
Total	316.004	242.372

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Número de operaciones	1.025.520	3.830.580	377.287	3.800.417
Monto de las operaciones	199.315	316.004	49.648	242.372

ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2021											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

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020

Cuentas Comerciales por Cobrar	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	570.481	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	3.042	2.665	643.944	29.555
Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-	-	-	2.065	-	2.968	-	106.602	29.536
Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.544	-
Otros	438.275	182	23	39.902	49	1	79	260	288	74	2.665	481.798	19
Provisión Deterioro	(455)	(6)	(3)	-	(1)	-	-	(307)	-	(2.968)	(2.456)	(6.196)	(29.103)
Servicios no facturados	514.703	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	514.703	-
Servicios facturados	55.778	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	3.042	2.665	129.241	29.555
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.565.241	319.164	123.248	73.214	45.643	42.813	35.677	62.082	30.510	91.245	660.271	3.049.108	324.821
Clientes Masivos	1.069.469	238.880	90.411	42.427	31.033	30.426	24.545	47.689	19.323	61.763	438.879	2.094.845	262.530
Grandes Clientes	374.227	58.211	20.058	10.984	8.380	7.597	7.364	10.669	6.000	20.894	142.121	666.505	15.498
Clientes Institucionales	121.545	22.073	12.779	19.803	6.230	4.790	3.768	3.724	5.187	8.588	79.271	287.758	46.793
Provisión Deterioro	(19.320)	(4.185)	(10.913)	(10.529)	(9.643)	(13.056)	(9.225)	(40.673)	(18.550)	(51.215)	(491.003)	(678.312)	(35.912)
Servicios no facturados	506.230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506.230	-
Servicios facturados	1.059.011	319.164	123.248	73.214	45.643	42.813	35.677	62.082	30.510	91.245	660.271	2.542.878	324.821
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.135.722	339.444	124.134	117.062	45.692	42.814	35.756	64.407	30.798	94.287	662.936	3.693.052	354.376
Total Provisión Deterioro	(19.775)	(4.191)	(10.916)	(10.529)	(9.644)	(13.056)	(9.225)	(40.980)	(18.550)	(54.183)	(493.459)	(684.508)	(65.015)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.115.947	335.253	113.218	106.533	36.048	29.758	26.531	23.427	12.248	40.104	169.477	3.008.544	289.361

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2021											Total Corriente	Total No Corriente	
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días				
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	380.941	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	16.827	408.233	12.193		
Grandes Clientes	133.912	3.657	1.226	305	333	301	-	225	-	4.347	144.306	12.163		
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														
Cartera no repactada	2.113.807	352.457	109.956	51.754	61.799	37.878	32.692	101.521	32.813	705.509	3.600.186	339.418		
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		

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2020										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	570.481	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	5.707	643.944	628
Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-	-	-	2.065	-	2.968	106.602	-
Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.544	-
Otros	438.275	182	23	39.902	49	1	79	260	288	2.739	481.798	628
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.927
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.927
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.444.504	294.453	107.658	62.900	35.884	33.666	27.360	55.695	23.619	664.696	2.750.435	196.287
Clientes Masivos	979.330	221.045	79.769	34.801	23.547	23.670	19.382	43.181	14.971	443.333	1.883.029	191.559
Grandes Clientes	349.489	53.788	17.629	9.207	7.070	6.316	5.195	9.579	4.769	147.615	610.657	4.512
Clientes Institucionales	115.685	19.620	10.260	18.892	5.267	3.680	2.783	2.935	3.879	73.748	256.749	216
Cartera repactada	120.737	24.711	15.590	10.314	9.759	9.147	8.317	6.387	6.891	86.820	298.673	128.534
Clientes Masivos	90.140	17.835	10.642	7.626	7.484	6.755	5.164	4.508	4.353	57.309	211.816	99.922
Grandes Clientes	24.737	4.423	2.429	1.777	1.311	1.282	2.169	1.090	1.230	15.400	55.848	8.561
Clientes Institucionales	5.860	2.453	2.519	911	964	1.110	984	789	1.308	14.111	31.009	20.051
Total cartera bruta	2.135.722	339.444	124.134	117.062	45.692	42.814	35.756	64.407	30.798	757.223	3.693.052	354.376

ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Pais	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL				
	al 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020		al 31.12.2021		al 31.12.2020		
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	32.823	19	-	-	-	-	-	-	2	32.823	19
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	142.612	3.069	61.067	-	61.208	10.318	61.975	12.240	88.248	-	68.720	-	585.845	4.554	779.510	3.952	16.876	-	-	-	-	894.789	17.941	971.272	16.192
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	358	-	78.187	11.961	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358	-	78.187	11.961
Operaciones discontinuadas																									
Total Activo Estimado	142.970	3.069	139.254	11.961	61.208	10.318	61.975	12.240	88.248	-	68.720	-	585.845	4.556	812.333	3.971	16.876	-	-	-	-	895.147	17.943	1.082.282	28.172
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.097
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	102.729	12.218	30.139	12.246	37.500	9.333	52.233	9.763	44.869	-	38.689	-	701.646	54.772	1.120.722	59.673	-	-	-	-	-	-	886.744	76.323	1.241.783
Operaciones discontinuadas																									
Total Pasivo Estimado	102.729	12.218	30.816	12.246	37.500	9.333	52.233	9.763	44.869	-	38.689	-	701.646	54.772	1.154.142	59.673	-	-	-	-	-	-	886.744	76.323	1.275.880

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Pais	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	2021		2020		2021		2020		2021		2020		2021		2020		2021		2020		2021		2020	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	173.022	3.336	129.017	11.081	63.003	10.620	64.115	12.663	87.622	-	68.154	-	604.872	4.708	817.439	4.193	16.876	-	-	-	-	945.395	18.664	1.078.725
Compras de Energía	49.010	13.282	28.552	11.345	38.600	9.607	54.038	10.100	44.965	-	38.686	-	723.648	56.572	1.167.098	60.048	-	-	-	-	-	856.123	79.461	1.288.374

ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	63.067	817.048	1.062.435	1.942.550	104.782	469.913	1.321.209	1.895.904
Entre 31 y 60 días	65.958	581.141	48.616	695.715	52.007	233.753	96.755	382.515
Entre 61 y 90 días	19.513	82.550	4.599	106.662	3.877	30.449	15.620	49.946
Entre 91 y 120 días	3.198	20.119	2.535	25.852	373	23.619	124.617	148.609
Entre 121 y 365 días	32	65.861	18.718	84.611	6.462	16.912	19.770	43.144
Más de 365 días	-	20.915	77.355	98.270	-	3.075	111.587	114.662
Total	151.768	1.587.634	1.214.258	2.953.660	167.501	777.721	1.689.558	2.634.780

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	2.092	42.170	26.389	70.651	908	24.552	17.039	42.499
Entre 31 y 60 días	-	-	20.731	20.731	-	-	16.401	16.401
Entre 61 y 90 días	-	-	25.277	25.277	-	-	18.485	18.485
Entre 91 y 120 días	-	-	25.690	25.690	-	-	39.312	39.312
Entre 121 y 365 días	-	-	46.273	46.273	-	-	152.921	152.921
Más de 365 días	-	-	387.492	387.492	-	-	-	-
Total	2.092	42.170	531.852	576.114	908	24.552	244.158	269.618

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	7.868	129.069	1.730.335	1.867.272	60.184	56.933	1.627.935	1.745.052
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	9.619	-	9.619	17.410	7.211	-	24.621
Compra de Activos	49.718	97.856	-	147.574	12.693	34.671	12.958	60.322
Cuentas por pagar bienes y servicios	96.274	1.393.260	15.775	1.505.309	78.122	703.458	292.823	1.074.403
Total	153.860	1.629.804	1.746.110	3.529.774	168.409	802.273	1.933.716	2.904.398