

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al período terminado
al 31 de marzo de 2024**

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Miles de Pesos Chilenos - M\$

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA
 ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	Descripciones
US\$	MUS\$	Dólar Estadounidense
CLP	M\$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado
al 31 de marzo de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

(Miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.950.826	2.940.695
Otros activos financieros corrientes	6	1.069.618	1.120.178
Otros activos no financieros corrientes	7	5.238.573	4.807.040
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	481.732.642	494.896.062
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	9	3.769.466	24.952.429
Inventarios corrientes	10	5.729.574	5.724.742
Activos por impuestos corrientes	11	1.895.358	1.895.358
Activos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	501.386.057	536.336.504
Activos no corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	7	3.953.515	3.953.515
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	916.135.701	802.625.706
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	75.886.720	77.195.083
Plusvalía	13	2.240.478	2.240.478
Propiedades, planta y equipo	14	950.209.413	925.450.961
Activos por derecho de uso	15	2.355.913	2.447.477
Activos por impuestos diferidos	16	37.488.358	35.274.968
Activos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	1.988.270.098	1.849.188.188
TOTAL ACTIVOS		2.489.656.155	2.385.524.692

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 31 de marzo de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

(Miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	17	-	962.993
Pasivos por arrendamientos corrientes	17.2	1.345.364	1.295.890
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20	290.424.851	295.724.034
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	270.691.771	265.096.026
Otras provisiones corrientes	21	180.851	180.851
Pasivos por impuestos corrientes	11	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	7	11.282.304	12.741.159
Total de pasivos corrientes	<i>[Subtotal]</i>	573.925.141	576.000.953
Pasivos no corrientes			
Pasivos por arrendamientos no corrientes	17.2	1.816.111	1.937.104
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	20	682.585.019	595.066.549
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9	502.110.115	482.987.295
Otras provisiones no corrientes	21	7.033.943	6.572.028
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22	23.263.341	22.990.764
Otros pasivos no financieros no corrientes	7	903.529	932.176
Total de pasivos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	1.217.712.058	1.110.485.916
TOTAL PASIVOS		1.791.637.199	1.686.486.869
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	23.11	177.568.664	177.568.664
Ganancias acumuladas		787.236.299	788.921.244
Prima de emisión	23.11	273.307	273.307
Otras reservas	23.4	(267.059.345)	(267.725.422)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	698.018.925	699.037.793
Participaciones no controladoras	23.5	31	30
PATRIMONIO TOTAL		698.018.956	699.037.823
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		2.489.656.155	2.385.524.692

EDEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA
Estados de Resultados Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 (no auditado)

(En miles de pesos chilenos - M\$)		enero - marzo	
ESTADOS DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)		2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	Nota 24	373.786.343	326.729.202
Otros ingresos, por naturaleza	24	2.592.170	2.437.483
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	376.378.513	329.166.685
Materias primas y consumibles utilizados	25	(331.021.238)	(286.431.819)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	45.357.275	42.734.866
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14e	4.891.095	2.140.621
Gastos por beneficios a los empleados	26	(14.168.023)	(9.237.003)
Gasto por depreciación y amortización	27	(13.039.643)	(12.262.080)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	27	(4.313.081)	(5.449.645)
Otros gastos por naturaleza	28	(16.596.151)	(15.994.925)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	2.131.472	1.931.834
Otras ganancias (pérdidas)		-	(910.726)
Ingresos financieros	29	9.126.782	8.077.366
Costos financieros	29	(12.916.783)	(13.756.125)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	(2.914.237)	427.318
Resultado por unidades de reajuste	29	428.075	2.546.707
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(4.144.691)	(1.683.626)
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias	30	2.459.747	2.871.002
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		(1.684.944)	1.187.376
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	(1.684.944)	1.187.376
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(1.684.945)	1.187.376
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		1	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		(1.684.944)	1.187.376
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$/ acción	(1,46)	1,03
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		1.150.742	1.150.742
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$/ acción	(1,46)	1,03
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		1.150.742	1.150.742

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza (Continuación)
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 (no auditado)

Miles de pesos chilenos – M\$	Nota	enero – marzo	
		2024	2023
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES			
Ganancia (Pérdida)		(1.684.944)	1.187.376
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		912.434	1.366.373
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		-	-
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	912.434	1.366.373
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	912.434	1.366.373
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	16	(246.357)	(368.921)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período	<i>[Subtotal]</i>	(246.357)	(368.921)
Total otro resultado integral		666.077	997.452
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(1.018.867)	2.184.828
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(1.018.867)	2.184.828
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(1.018.867)	2.184.828

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 (no auditado)

(Miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas									
	Capital emitido y pagado	Prima de Emisión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladas	Total Patrimonio
Saldo inicial al 01.01.2023	177.568.664	273.307	(3.794.626)	(3.794.626)	(267.822.706)	(271.617.332)	778.754.348	684.978.987	26	684.979.013
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	1.187.376	1.187.376	-	1.187.376
Otro resultado integral	-	-	997.452	997.452	-	997.452	-	997.452	-	997.452
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	2.184.828	-	2.184.828
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Total de cambios en patrimonio	-	-	997.452	997.452	-	997.452	1.187.376	2.184.828	1	2.184.829
Saldo final al 31.03.2023	177.568.664	273.307	(2.797.174)	(2.797.174)	(267.822.706)	(270.619.880)	779.941.724	687.163.815	27	687.163.842
Saldo inicial al 01.01.2024	177.568.664	273.307	97.284	97.284	(267.822.706)	(267.725.422)	788.921.244	699.037.793	30	699.037.823
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	(1.684.945)	(1.684.945)	1	(1.684.944)
Otro resultado integral	-	-	666.077	666.077	-	666.077	-	666.077	-	666.077
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	(1.018.868)	-	(1.018.867)
Total de cambios en patrimonio	-	-	666.077	666.077	-	666.077	(1.684.945)	(1.018.868)	1	(1.018.867)
Saldo final al 31.03.2024	177.568.664	273.307	763.361	763.361	(267.822.706)	(267.059.345)	787.236.299	698.018.925	31	698.018.956

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios, Directo
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 (no auditado)

Miles de pesos chilenos - M\$	Nota	enero - marzo	
		2024	2023
Estado de Flujo de Efectivo Directo			
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		526.768.120	458.075.905
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		3.708.779	3.087.205
Otros cobros por actividades de operación		81.571	38.391
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(504.158.722)	(437.824.691)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(13.955.350)	(10.359.896)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(849)	(50.812)
Otros pagos por actividades de operación		(5.328.270)	(7.426.015)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		-	(115.689)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.983.665)	(1.684.507)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		5.131.614	3.739.891
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(24.745.698)	(6.246.010)
Importes procedentes de la ventas de propiedades, planta y equipo		-	840.770
Compras de propiedades, planta y equipo		(19.111.645)	(16.997.250)
Compras de activos intangibles		(9.704.898)	(3.773.211)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(397.140)	(10.021.491)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		5.315.687	7.572
Cobros a entidades relacionadas		44.156.832	-
Intereses recibidos		79.804	927.749
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(4.407.058)	(35.261.871)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas	9.1c	360.467.357	392.822.178
Pagos de pasivos por arrendamientos		(185.101)	(153.010)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	9.1c	(345.028.854)	(347.152.903)
Dividendos pagados	23.1	(1.292.925)	(2.230.958)
Intereses pagados a entidades relacionadas		(15.269.229)	(12.431.189)
Intereses bancarios pagados		-	(256)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.308.752)	30.853.862
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(584.196)	(668.118)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(405.673)	(48.600)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(989.869)	(716.718)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	2.940.695	1.645.018
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5.c	1.950.826	928.300

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 31 DE MARZO DE 2024

1. Actividad y estados financieros del grupo	12
2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios	13
2.1 Bases de preparación	13
2.2 Nuevos pronunciamientos contables	13
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	15
2.4 Sociedades subsidiarias.....	16
2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios	16
2.6 Moneda funcional	17
3. Políticas contables aplicadas	18
a.) Propiedades, planta y equipo	18
b.) Plusvalía.....	19
c.) Activos intangibles distintos de la plusvalía	19
c.1) Costos de investigación y desarrollo.....	19
c.2) Otros activos intangibles.....	19
d.) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	19
e.) Arrendamientos	21
e.1) Arrendatario.....	21
e.2) Arrendador.....	22
f.) Instrumentos financieros.....	22
f.1) Activos financieros no derivados.....	22
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	23
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros	23
f.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	24
f.5) Derivados y operaciones de cobertura	25
f.6) Baja de activos y pasivos financieros	25
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros	26
g.) Medición del valor razonable	26
h.) Inventarios.....	27
i.) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	27
j.) Provisiones	28
j.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares.....	28
k.) Conversión de saldos en moneda extranjera	28
l.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	29
m.) Impuesto a las ganancias.....	29
n.) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	30
o.) Ganancia (pérdida) por acción	31
p.) Dividendos	31
q.) Estado de flujos de efectivo	31
r.) Criterios de segmentación	32
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	32
a) Marco Regulatorio	32
b) Temas Regulatorios	34
c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	40
5. Efectivo y equivalentes al efectivo	48

6. Otros activos financieros	49
7. Otros activos y pasivos no financieros	49
a) Otros activos no financieros.....	49
b) Otros pasivos no financieros	50
8. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	50
a.1) Variación en cuentas por cobrar comerciales:.....	50
a.2) Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes	52
a.3) Otros.....	52
9. Saldos y transacciones con partes relacionadas	54
9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	54
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	54
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	54
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados	55
d) Transacciones significativas	55
e) Flujos futuros de deuda no descontados.....	56
9.2. Directorio y personal clave de la gerencia	56
9.3. Retribución del personal clave de la gerencia	57
9.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia	58
9.5. Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes	58
9.6. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	58
10. Inventarios	58
11. Activos y pasivos por impuestos	59
12. Activos intangibles distintos de plusvalía	59
13. Plusvalía	60
14. Propiedades, planta y equipo	61
b) Vidas Útiles	63
d) Pólizas de Seguro	63
15. Activos por derecho de uso	64
16. Impuestos diferidos	65
a) Movimientos de Impuestos Diferidos	65
17. Otros pasivos financieros	67
17.1. Deuda de cobertura.....	67
17.2. Pasivos por arrendamiento financieros	67
17.3. Flujos futuros de deudas no descontados	68
18. Política de gestión de riesgos	68
18.1. Riesgo de tasa de interés	69
18.2. Riesgo de tipo de cambio	69
18.3. Riesgo de liquidez	70
18.4. Riesgo de crédito.....	70
18.5. Medición del riesgo.....	70
19. Instrumentos financieros	71
19.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría	71
19.2. Jerarquías del Valor Razonable	72
19.3. Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados	73
20. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	73
21. Provisiones	74
22. Obligaciones por beneficios post empleo	75
22.1. Aspectos generales	75
22.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros	75
22.3. Otras revelaciones	76
23. Patrimonio	77

23.1.	Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo.....	77
23.1.1.	Capital suscrito y pagado y número de acciones.....	77
23.1.2.	Dividendos.....	77
23.2.	Restricción a la disposición de fondos de la Subsidiaria.....	78
23.3.	Gestión del capital.....	78
23.4.	Otras Reservas.....	78
23.5.	Participaciones no controladoras.....	79
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.....	79
25.	Materias primas y consumibles utilizados.....	80
26.	Gastos por beneficios a los empleados.....	80
27.	Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9.....	80
28.	Otros gastos por naturaleza.....	81
29.	Resultado financiero.....	81
30.	Impuesto a las ganancias.....	82
31.	Garantías obtenidas de terceros y otros compromisos.....	83
31.1.	Litigios y arbitrajes.....	83
a)	Juicios pendientes.....	83
32.	Dotación.....	83
33.	Sanciones.....	84
34.	Medio ambiente.....	85
35.	Estados financieros de las sociedades subsidiarias.....	86
36.	Hechos posteriores.....	87
Anexo N°1	Sociedades que componen el grupo Enel Distribución Chile S.A.....	88
Anexo N°2	información adicional Oficio Circular N°715 de 3 de febrero de 2012.....	89
Anexo N°3	Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.....	91
Anexo N°4	Deudores comerciales.....	93
Anexo N°5	Detalle de vencimiento proveedores.....	95
Anexo N°6	Información adicional requerida por la Comisión para el Mercado Financiero de Chile.....	96

ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO
TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2024
(EN MILES DE PESOS CHILENOS – M\$)**

1. Actividad y estados financieros del grupo

Enel Distribución Chile S.A., (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y su sociedad subsidiaria Enel Colina S.A., integran el Grupo Enel Distribución Chile (en adelante, “Enel Distribución Chile” o el “Grupo”).

Enel Distribución Chile S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Roger de Flor N° 2725 Piso N° 10 Torre 2, Las Condes. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Distribución Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (“CMF”), anteriormente Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N°0931.

Enel Distribución Chile es subsidiaria de Enel Chile S.A., entidad que es controlada por Enel SpA (en adelante, Enel).

La dotación del Grupo alcanzó los 582 trabajadores al 31 de marzo de 2024. En promedio la dotación que el grupo tuvo durante el primer trimestre de 2024 fue de 580 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores por clase ver Nota N°32.

La sociedad tiene por objeto la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean imprescindibles para la prestación del servicio público de distribución y aquellas que contribuyan al cumplimiento de dicho objeto, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.

El negocio de distribución eléctrica en que opera Enel Distribución Chile se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía, dicha zona de concesión de Enel Distribución Chile es de 2.105 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen las zonas de nuestra subsidiaria Enel Colina S.A. Su área de servicio está principalmente definida como área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de marzo de 2024, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de abril de 2024, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Distribución Chile S.A. y su subsidiaria al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo los principios 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 contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a contar del 1 de enero de 2024

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda a largo plazo con covenants	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: Acuerdos de Financiación de Proveedores	1 de enero de 2024

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

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

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

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

- **Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de Pasivos como Corrientes y No Corrientes” y “Deuda de deuda a largo plazo con covenants”.**

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

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

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

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2024.

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

- **Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7 “Acuerdos de Financiación de Proveedores”**

El 25 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a los requisitos de divulgación de la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y NIIF 7 Instrumentos Financieros – Información a Revelar para mejorar a transparencia de los acuerdos de financiación con proveedores y sus efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de las empresas. Estos acuerdos a menudo se denominan financiación de la cadena de suministro, financiación de cuentas comerciales por pagar o acuerdos de *reverse factoring*.

Las enmiendas complementan los requisitos que ya se encuentran en las NIIF y requieren que una empresa revele los términos y condiciones de los acuerdos de financiación, información cuantitativa respecto a los pasivos que forman parte de los acuerdos, rangos de fecha de vencimiento de pago e información sobre el riesgo de liquidez.

Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a contar del 1 de enero de 2024.

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2025 y siguientes

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

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027

- **Enmiendas a NIC 21 “Ausencia de Convertibilidad”**

El 15 de agosto de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de responder a los comentarios y preocupaciones de las partes interesadas sobre la diversidad en la práctica a la hora de contabilizar la falta de convertibilidad entre monedas.

Estas modificaciones establecen criterios que le permitirán a las empresas aplicar un enfoque coherente al evaluar si una moneda es convertible en otra y, cuando no lo es, determinar el tipo de cambio a utilizar y la información a revelar. La enmienda establece que una moneda es convertible en otra cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo que permite un retraso administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo de cambio en el que una transacción de cambio crearía derechos u obligaciones exigibles.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2025. 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.

- **NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros"**

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la nueva NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la utilidad de la información presentada y revelada en los estados financieros. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIIF 18 introduce tres conjuntos de nuevos requerimientos para mejorar la presentación de información de las entidades sobre su desempeño financiero y brindar a los inversores una mejor base para analizar y comparar empresas:

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados.
- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración.
- Agrupación más útil de la información en los estados financieros.

El nuevo estándar es aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 18 en los estados financieros consolidados del Grupo

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

La información incluida en los estados financieros consolidados se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 1 "Presentación de estados financieros" y el Documento de Práctica de las NIIF N° 2 "Realización de juicios sobre materialidad o importancia relativa", y con base en las expectativas de los inversionistas

Las áreas más importantes que han requerido un componente material de juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable. (ver Nota N°3.g).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota N°3.n).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota N°3.d).
- 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 Nota N°3.j.1).

- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver Notas N°14.b y N°3.a).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.g).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota N°3.n).
- La interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Nota N°4).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota N°3.j).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, 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 N°3.m).
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.f.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 N°3.e).

Las estimaciones y juicios de la Administración se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, y se basan en experiencias previas y otros factores considerados razonables dadas las circunstancias. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si sólo involucran ese período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos futuros relacionados.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Distribución Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo sí, 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 Distribución Chile 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 sobre una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

La entidad subsidiaria es consolidada por integración global, tal como se describe en la Nota N°2.5.

En el Anexo N°1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Distribución Chile", se describe la relación de la Sociedad con su subsidiaria.

2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocios

Las Sociedades subsidiarias son consolidadas, 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 subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

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 valorización establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de 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 resultado, 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.

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 período 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 presentado en los estados financieros de períodos 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.

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 consolidados y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidados.
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 subsidiaria 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 puede 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.

2.6 Moneda funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile es el peso chileno, por ser esta la moneda del entorno económico principal en que opera la compañía.

Toda la información presentada en pesos chilenos ha sido redondeada a la unidad de mil (M\$) o de millón (MM\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

3. Políticas contables aplicadas

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido los siguientes:

a.) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo 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 período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los períodos que se haya suspendido el desarrollo de las actividades para un activo apto, si estos períodos se extienden en el tiempo. 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.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios la sociedad no ha capitalizado intereses.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso son activados (ver Nota N°14.e).
- 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.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período 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 período en que se incurren.

Las propiedades, planta y equipo 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 período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo a los criterios detallados en la Nota N°3.e.

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

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 por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

b.) 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 período 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 N°2.5).

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 período, (ver Nota N°3.d).

c.) 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.

Los intangible con vida útil indefinida al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 ascienden a M\$2.197.762, relacionados fundamentalmente con servidumbre.

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 período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

c.1) Costos 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 resultado integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al 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 4 años. Las servidumbres de paso tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.

d.) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso de deterioro. 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 Unidades Generadoras de Efectivo 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 valor 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, planta y equipo, 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, 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 Unidades Generadoras de Efectivo 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 supera a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de diciembre de 2023, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,3%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, 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 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. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2023 fue de 8,2%.

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 la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- 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 período 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. Se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de mejora tecnológica.
- Costos fijos: Se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2024, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2023 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el período 2024 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período.

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 consolidados. 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 períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, 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 al activo podría haber tenido (neto de amortización y depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

e.) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, el Grupo analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período 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.

e.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 N°3.d.

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 dicha opción; y v) penalizaciones por término del arriendo.

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 costo financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período 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.

e.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.

f.) 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.

f.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 y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios 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 al 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 período 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 período 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 resultado del período 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 período.

(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.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera 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.

f.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 existente, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período 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 Distribución Chile y su subsidiaria.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "cluster", teniendo en cuenta el tipo de negocio y contexto regulatorio. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

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

- PD: Estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar mediante un modelo estadístico que considera, entre otras variables, el comportamiento de pago normalizado de los clientes en cada cluster, 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.
- 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.

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran inicialmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

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 N°19, 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 período 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.

f.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 tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente este riesgo 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. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si su valor es negativo se registran en el rubro "Otros pasivos financieros".

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

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

f.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 marco 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.) 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 recibida para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagada 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 observable.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración de 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 esta 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.

h.) 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 los descuentos comerciales y otras rebajas.

i.) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) 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 grupos 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 de 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.

j.) 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 período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera 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.

j.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares

Las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación 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.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro Resultado Integral".

k.) 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 período, 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 período, 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.

l.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican 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 de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero sobre las cuales la Sociedad tiene el derecho sustancial de diferir la liquidación durante al menos 12 meses al final del período sobre el que se informa, se clasifican como pasivos no corrientes.

m.) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del período 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 período, 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 período 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 que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a diferencia temporal 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.

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 y asociadas, 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 las 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.

n.) 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 Distribución Chile 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.

Los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, 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.

- Otros servicios: Principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico y construcción de obras. 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 Distribución Chile 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 período 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 período 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 período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación.

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

o.) Ganancia (pérdida) por acción

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

p.) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley 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 Distribución Chile S.A., 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 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.

q.) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinado 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.

r.) Criterios de segmentación

Para la identificación de los segmentos de operación sobre los que debe informarse, el Grupo tiene en consideración la manera en que se presentan regularmente los resultados de operación para la toma de decisiones por parte de la Administración y los criterios de agregación, de acuerdo a lo indicado en NIIF 8 "Segmentos de operación".

Enel Distribución Chile y su subsidiaria Enel Colina S.A., operan en la Región Metropolitana, mercado constituido directamente por los actuales y potenciales consumidores finales ubicados en su zona de concesión.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, y están obligadas a prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000 kW que opten por la tarifa libre). Estos clientes de tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier empresa distribuidora o generadora, debiendo pagar un peaje regulado por el uso de la red de distribución. A pesar de estar sometidos a distintas tarifas, ambos mercados comparten una única política comercial.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Distribución Chile, a la totalidad del negocio descrito.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

a) Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica"), sus modificaciones posteriores y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

Bajo la supervigilancia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, fijar las normas técnicas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar programas de obras indicativas de nuevas centrales de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destacan: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la Integración y Concentración

En Chile 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.

En principio se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, transmisión, 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 imponen las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°176 de la Comisión Nacional de Energía y sus modificaciones, determinó el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad regulatoria separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N°21.194.

a.1 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador, debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la Ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de un estudio de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

El 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica.

Para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados "áreas típicas". Por cada área típica, la CNE encarga un estudio a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, la cual no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2023

(i) Ley N°21.185 - Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas

Con fecha 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.185 que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$1.350 millones hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

(ii) Ley N°21.194 - Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica

Con fecha 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publica Ley la N°21.194 la cual rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual a una tasa calculada por la CNE, cada cuatro años, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto. La tasa de rentabilidad económica, después de impuestos, de las empresas distribuidoras no deberá diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. Adicionalmente, a partir de enero 2021 las empresas distribuidoras deben tener giro exclusivo.

(iii) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176 que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N°21.194.

De acuerdo con esta Resolución y sus modificaciones las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la Ley y la normativa vigente. Las exigencias contenidas en la mencionada Resolución se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022.

(iv) Ley N°21.304 – Sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes

El 12 de enero de 2021 se publicó la Ley sobre clientes electrodependientes, que son aquellas personas que para el tratamiento de la patología que padecen, se encuentran en condición de hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectadas físicamente, de forma continua o transitoria, a un dispositivo de uso médico que requiere suministro eléctrico para su funcionamiento.

La Ley establece que las empresas concesionarias deben llevar un registro de las personas electrodependientes con residencia en su respectiva zona de concesión, que cuenten con un certificado del médico tratante que acredite dicha condición, con la indicación del dispositivo de uso médico que requieren para su tratamiento y sus características.

Por otro lado, las empresas concesionarias deben implementar las soluciones técnicas que permitan mitigar los efectos de interrupciones del suministro eléctrico, junto con priorizar el restablecimiento del servicio donde residan personas electrodependientes. Además, deben incorporar entre el sistema de conexión central del domicilio y los dispositivos de uso médico, un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, medición que deberá ser descontada del total mensual de consumo del domicilio.

Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°65/2022 correspondiente a la aprobación del Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, de conformidad a lo señalado en los artículos 207°-1 y siguientes de la ley general de servicios eléctricos.

(v) Ley N°21.305 – Sobre eficiencia energética

El 13 de febrero de 2021 se publicó la Ley sobre Eficiencia Energética cuyo objeto es elaborar el Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, que se irá renovando cada cinco años, con una meta de reducción de intensidad energética de, al menos, de un 10% al 2030, respecto al 2019. Adicionalmente, dicho plan deberá contemplar una meta para los consumidores con capacidad de gestión de energía consistente en la reducción de su intensidad energética de al menos un 4% promedio en su período de vigencia.

En la Ley se incluyen otras materias como aquella respecto a la edificación de viviendas, edificios de uso público, edificios comerciales y edificios de oficinas que deberán contar con una calificación energética para obtener la recepción final o definitiva por parte de la Dirección de Obras Municipales respectiva. Así también, dispone que el Ministerio de Energía regulará la interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos.

Con fecha 25 de febrero de 2022, bajo el Decreto Supremo N°13, se ha promulgado el Reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno e introduce modificaciones al Reglamento de instaladores de gas. Este fue reingresado a Contraloría General de la República el 19 de abril de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la República. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 25 de febrero de 2022, bajo el Decreto Supremo N°14, se ha promulgado el Reglamento que establece el procedimiento para la fijación de estándares de eficiencia energética vehicular y las normas necesarias para su aplicación. Este fue reingresado a Contraloría General de la República el 5 de mayo de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la República. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

Con fecha 8 de marzo de 2023, el Ministerio de Energía publicó la Resolución Exenta N°13 que fija listado de consumidores con capacidad de gestión de energía correspondiente al proceso de reporte de consumos energéticos del año 2022, el cual fue modificado mediante Resolución Exenta N°37 con fecha 3 de noviembre de 2023.

Con fecha 25 de abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°4 que Aprueba el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026. El objetivo del Reglamento es proporcionar un marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética de nuestro país y de esta manera, materializar el potencial de ahorro energético que permita alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, en línea con las políticas que ha desarrollado hasta el momento el Ministerio de Energía y el Estado en general en materia de sostenibilidad.

Con fecha 17 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12 correspondiente al Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos. El objetivo del Reglamento es establecer las disposiciones aplicables en materia de interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos, los requerimientos de información y operación que permitan su implementación y funcionamiento, las exigencias para prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos, así como aquellas otras materias necesarias para el adecuado funcionamiento de esta interoperabilidad.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N°19.956 crea Unidad de Sostenibilidad Energética, que dependerá directamente de la jefatura del servicio. Esta contara con funciones tales como planificación, organización, dirección, control y fiscalización de las materias relativas a Recursos Distribuidos, Energías Renovables, Eficiencia Energética, Colectores Solares, Electromovilidad, Alumbrado Público y Nuevos Energéticos.

(vi) Ley N°21.249 – Dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red.

El 8 de agosto de 2020 se aprobó la Ley de Servicios Básicos que contempló medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables. Entre las medidas realizadas, fue la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modificó los plazos definidos en la Ley N°21.249 fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de la Ley en vez de los 90 días iniciales. Así también, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 36 en reemplazo de las 12 cuotas máximas definidas con anterioridad.

El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N°21.340, que prorrogó los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. La cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

(vii) Ley N°21.423 – Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19 y establece subsidios a clientes vulnerables

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley que Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables, de modo que éstos puedan enfrentar las deudas eléctricas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 efectuadas por boletas vencidas.

La ley señala que las deudas de los clientes con un consumo promedio no superior a los 250 kWh al mes durante 2021 serán divididas automáticamente en 48 cuotas mensuales. Estas cuotas no podrán exceder el 15% del valor de la cuenta promedio mensual. Estos clientes recibirán un subsidio del Estado equivalente a ese mismo valor (el 15% del valor de la cuenta promedio mensual), por lo que, en la práctica, los usuarios sólo deberán cancelar su consumo eléctrico mensual y mantener su cuenta al día.

En el caso de los clientes con consumo promedio mensual en 2021, superior a 250 kWh al mes, se amplió el plazo, hasta el 31 de marzo de 2022, para que se acerquen a sus compañías distribuidoras eléctricas y puedan prorratear la totalidad de su deuda en hasta 48 cuotas, sin multas ni intereses asociados.

Con fecha 23 de junio, el Ministerio de Energía publicó el Procedimiento para el pago de los subsidios establecidos en la ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables.

Con fecha 30 de septiembre de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Oficio Circular N°140129, modificó la instrucción del Oficio Circular SEC N°119977, respecto del cese del beneficio del subsidio de los clientes. Dentro de las modificaciones señaladas, se encuentra la del reintegro del beneficio una vez regularizada la condición de no pago que mantenga el cliente con la empresa concesionaria respectiva.

(viii) Ley 21.472 – Crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

Con fecha 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.472, que creó un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Por medio de esta Ley se establece un Mecanismo Transitorio de Protección al cliente (MPC) que estabilizará los precios de la energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos complementario a aquel establecido en la ley N°21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar

semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032.

En el marco de la elaboración de la resolución exenta que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472, la Comisión Nacional de Energía ha enviado para observaciones y comentarios un borrador de la resolución señalada.

Con fecha 14 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía publica la Resolución Exenta N°86 que establece disposiciones, plazos y condiciones para la implementación de la Ley N°21.472. Posteriormente, mediante la Resolución Exenta N°334 de fecha 9 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía modifica la Resolución Exenta N°86 incorporando nuevas indicaciones y cambios para una adecuada implementación del Mecanismo de Protección al Cliente.

ix) Ley 21.505 – Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad

Con fecha 21 de noviembre de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Por medio de esta Ley se introducen modificaciones en la ley General de Servicios Eléctricos. Asimismo, partir de la publicación en el Diario Oficial y dentro de un año, el Ministerio de Energía deberá dictar los reglamentos de que trata la presente ley. El mayor gasto fiscal que represente la aplicación de esta ley se financiará con los recursos que se establezcan en las respectivas leyes de presupuestos del sector público.

Estrategia Nacional de Electromovilidad

Con fecha 18 de febrero de 2022 y mediante Resolución Exenta N°8, el Ministerio de Energía aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad. En ella el Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar su seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma mediante el apoyo de una Comisión Asesora.

Con fecha 19 de diciembre de 2023, el Ministerio de Bienes Nacionales en conjunto con el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N° 1.096 aprueba el Plan Nacional para impulsar proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en terreno fiscal. Este tiene como objetivo promover asignación de terrenos fiscales para el desarrollo, construcción y operación de sistemas de almacenamiento, del tipo stand alone, en terrenos fiscales, cuyo destino sea conectarse a alguna subestación del Sistema Eléctrico Nacional, que se encuentre en las zonas identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional como aquellas áreas con necesidades de almacenamiento de energía a partir del año 2026.

Resolución SME N°929/2022 – Grupos electrógenos

Con fecha 2 de julio de 2022 y mediante Resolución N°929, el Ministerio del Medio Ambiente aprobó el Protocolo de reporte de variables operacionales para fuentes estacionarias tipo grupo electrógenos y deja sin efecto a resolución N°743 Exenta, de fecha 31 de marzo de 2021, de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Resolución Exenta N°638 – Grupos de consumo

Con fecha 9 de enero de 2024, y mediante Resolución Exenta N°638, la Comisión Nacional de Energía aprobó los grupos de consumo que se indican, de conformidad a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución Exenta CNE N°164, de 2010, y sus modificaciones, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Resolución Exenta N°386 de 2007 de la Comisión Nacional de Energía.

Resolución Exenta N°56/2024 – Presupuesto de Costos

Con fecha 15 de febrero de 2024, y mediante Resolución Exenta N°56, la Comisión Nacional de Energía aprobó el presupuesto de costos de conformidad a lo establecido en el artículo 55° de la Resolución Exenta N°164, de 2010, para cada una de las empresas concesionarias de distribución que conforman los grupos de consumo.

Ley de Marco de Cambio Climático

Con fecha 14 de febrero de 2024, el Ministerio de Energía da inicio al procedimiento para la elaboración del plan sectorial de mitigación y adaptación al cambio climático del sector de energía.

Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde

Con fecha 12 de julio de 2023, el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N°11 aprobó la Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde, contenida en el documento denominado "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Chile fuente energética para un planeta cero emisiones", de fecha 3 de noviembre de 2021. El Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma. Asimismo, el Ministerio de Energía creará un Comité Consultivo para asesorarlo en los procesos de actualización de la Estrategia.

Reglamentos Publicados 2019 – 2023

Reglamento de Servicios Complementarios: Con fecha 27 de marzo de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°113/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional: Con fecha 20 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Reglamento Norma 4: Con fecha 05 de marzo de 2020 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°8/2019 correspondiente al Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica.

Reglamento Netbilling: Con fecha 24 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°57/2019 correspondiente al Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo.

Modificación Reglamento de Potencia de Suficiencia: Con fecha 26 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°42 que modifica el Reglamento de Potencia vigente en el Decreto Supremo N°62/2006, y aprueba Reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras. Este reglamento incorpora el Estado de Reserva Estratégica el cual reconoce una proporción de potencia de suficiencia a centrales que se retiren del sistema en el marco del plan de descarbonización durante 5 años desde el anuncio. Adicionalmente, se establece una metodología de cálculo para reconocer potencia de suficiencia a centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento. Con fecha 24 de noviembre de 2023, el Ministerio de Energía ha promulgado el Reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos e introduce modificaciones a los decretos que indica. Este fue ingresado a Contraloría General de la Republica el 29 de noviembre de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la Republica. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

El Ministerio de Energía, con fecha 26 de julio de 2023, dio inicio al proceso de consulta ciudadana el borrador de la modificación del Reglamento de Transferencia de Potencia, con la finalidad de recabar observaciones y comentarios de parte de la ciudadanía. Dicho proceso concluyó el 28 de agosto de 2023.

Reglamento para medios de generación de pequeña escala: Con fecha 8 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°88 correspondiente al Reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual fue modificado el 16 de marzo 2022 mediante Decreto N°27.

Modificación Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos: Con fecha 14 de junio de 2021 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°68 que modifica el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos aprobado mediante el Decreto N°327/1997, en lo relativo a concesiones eléctricas.

Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes: Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°65 correspondiente al Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes.

Reglamento sobre Gestión Energética: Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

Reglamento que fija el procedimiento para la elaboración y evaluación del Plan Nacional de Eficiencia Energética: Con fecha 18 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°11 correspondiente al Reglamento que fija el procedimiento para la elaboración y evaluación del plan nacional de eficiencia energética. Este reglamento establece las condiciones, características, plazos, etapas y procedimiento por el que se regirá el proceso de

elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética, que debe desarrollar el Ministerio de Energía en colaboración con los ministerios sectoriales respectivos.

Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos: Con fecha 17 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°12 correspondiente al Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos. Este tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables en materia de interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos, los requerimientos de información y operación que permitan su implementación y funcionamiento, las exigencias para prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos, así como aquellas otras materias necesarias para el adecuado funcionamiento de esta interoperabilidad.

Normas Técnicas

Con fecha 19 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°892, la Comisión Nacional de Energía aprobó Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2023, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Con fecha 14 de septiembre de 2023, mediante Resolución Exenta N° 412, la Comisión Nacional de Energía comunica modificación del Plan Normativo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2023.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°618, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Norma técnica de coordinación y operación: Con fecha 6 de agosto de 2021, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución N°253 aprueba capítulo de los Costos Marginales y capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado, ambos de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional.

Con fecha 3 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el capítulo sobre Programación de la Operación de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional de conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°390, de 24 de mayo de 2018. Proceso aún en desarrollo por parte de la Comisión Nacional de Energía.

Con fecha 28 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el Capítulo sobre declaración de costos variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, de conformidad con el procedimiento normativo indicado mediante Resolución Exenta CNE N°394, de 24 de mayo de 2018.

Con fecha 27 de junio de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°258, aprueba el informe consolidado de respuesta correspondiente al Procedimiento Normativo de elaboración del Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Ese mismo día la Comisión Nacional de Energía aprueba el capítulo sobre Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Modificación Pliegos Técnicos Normativos: Con fecha 25 de Abril de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°11.682 aprueba modificación del Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 Franjas y Distancias de Seguridad y Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 Líneas de Alta y Extra Alta Tensión, contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Con fecha 9 de marzo de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N°16.380 aprueba anexo técnico del Pliego Normativo RPTD N°17 Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas, contenidos en el artículo 9 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Con fecha 26 de marzo de 2024, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N°23.900 aprueba la actualización del Pliego Técnico Normativo RIC N°15 "Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos" que establece los requisitos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la recarga de vehículos eléctricos.

Norma técnica de calidad y servicio para sistemas de distribución: Con fecha 10 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°763 aprobó norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. Con fecha 18 de Julio de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°527, modificó el artículo 7-7 transitorio de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, ampliando el plazo en un año adicional para el cumplimiento de la implementación de los Sistemas de Gestión y

Calidad. Con fecha 8 de septiembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°403 modificó el artículo 9-2 transitorio del Anexo de Sistema de medición, monitoreo y control de la Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, aprobado mediante Resolución Exenta N°468, de 22 de agosto de 2019.

Con fecha 8 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°694 informó sobre el inicio del procedimiento normativo de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y efectúa llamado para manifestar interés en participar en el respectivo comité consultivo, de conformidad al Plan Normativo Anual 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°549, de 2021 y sus modificaciones posteriores. El 14 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la normativa en cuestión con plazo máximo hasta el 22 de septiembre de 2023 para el envío de las observaciones a la propuesta de modificación de la norma técnica.

Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión: Con fecha 3 de abril de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión, de conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°376, de 28 de septiembre de 2021, con plazo máximo hasta el 14 de junio de 2023 para el envío de las observaciones a la propuesta de modificación de la norma técnica.

Con fecha 8 de febrero de 2024, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Consolidado de respuesta correspondiente al procedimiento normativo de la modificación de Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del Decreto N°11 de 2017, del Ministerio de Energía. Asimismo, el mismo día aprobó las modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión mediante Resolución Exenta CNE N°42, de 2 de febrero de 2024.

Norma técnica de seguridad y calidad de servicio: Con fecha 16 de octubre de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, asociado a los artículos 3-8 y 4-29, en conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta CNE N°618 de fecha 26 de septiembre de 2019. El plazo de la referida consulta pública se extenderá hasta el 31 de octubre de 2023. Con fecha 4 de enero de 2024, la Comisión Nacional de Energía informa sobre la dictación de la resolución de inicio del proceso normativo de modificación de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio y efectúa llamado para manifestar interés en participar en el respectivo comité consultivo, de conformidad al Plan Normativo Anual 2024, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 618, de 2023.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 – 2020

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 2016 – 2020 culminó el 24 de agosto de 2017 con la publicación en el Diario Oficial del Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica las tarifas del segmento de distribución vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

Con fecha 26 de julio de 2019 por medio del Oficio Ordinario N°15699/2019, SEC instruyó un plan de acción para hacer efectivo el ajuste indicado en Oficio Ordinario N°490/2019 de CNE, respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía. La vigencia del ajuste fue retroactiva a partir del 28 de septiembre de 2018.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2021 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) Decreto N°11T/2016 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018 que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.
- iii) Decreto N°5T/2018 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rige a partir de su fecha de publicación.

iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.

v) Decretos de Precios

a. Precios de Nudo Promedio

Con fecha 6 de mayo de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2019.

Con fecha 5 de octubre de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019.

El 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. El Artículo 5° de esta Ley deroga el Decreto 7T/2019, quedando sin efecto y extendiéndose la vigencia del Decreto N°20T/2018 desde su vigencia original hasta la publicación del decreto de precio de nudo promedio que corresponda posterior a la entrada en vigencia de la Ley.

Con fecha 2 de noviembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°6T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

Con fecha 20 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de julio de 2020.

Con fecha 20 de mayo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°19T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2021.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de los Decretos N°6T/2020, N°16T/2020 y N°19T/2020 no tuvieron efecto en la tarifa del cliente regulado final.

Con fecha 12 de julio de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2021, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de Julio de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional correspondiente al primer semestre de 2022, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 28 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta CNE N°475, aprobó el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio 2022, correspondiente a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

Con fecha 6 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía, mediante Oficio Ordinario N°586, comunicó el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de septiembre de 2022. Además, se señala que, en virtud de la dictación de la Ley N°21.472, la presente fijación reemplazará el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°475 de fecha 28 de junio de 2022.

Con fecha 16 de noviembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°836, la Comisión Nacional de Energía aprobó Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022 y deja sin efecto Resolución Exenta N°475 de la Comisión, de 28 de junio de 2022, que corresponde a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

Con fecha 12 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°886, la Comisión Nacional de Energía rectifica el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022, y aprueba texto refundido.

Con fecha 30 de marzo de 2023, mediante Resolución Exenta N°128, la Comisión Nacional de Energía rectifica el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°886 de la Comisión, de fecha 12 de diciembre de 2022.

Con fecha 12 abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional correspondiente al segundo semestre de 2022 de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las condiciones de aplicación de los mismos, en virtud de lo señalado en los artículos 155° y siguientes de la Ley, considerando el mecanismo de estabilización de precios establecido en el numeral 1 del artículo 3 de la Ley N°21.472. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de julio de 2022.

Con fecha 24 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar de la fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional, correspondiente a la fijación del primer semestre del año 2023. Con fecha 8 de enero de 2024, mediante Resolución Exenta N°4, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional de enero de 2024, correspondiente al primer semestre de 2023.

b. Precios de Nudo de Corto Plazo

Con fecha 3 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2020.

Con fecha 22 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°3T/2021, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2021.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2021, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2021.

Con fecha 7 de julio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T/2022, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2022.

Con fecha 9 de noviembre de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°11T/2022, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2022.

Con fecha 27 de julio de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T/2023, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2023. El 12 de septiembre de 2023, el Ministerio de Energía informa rectificación del Decreto N°1T/2023.

Con fecha 13 de febrero de 2024, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T/2023, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2023.

c. Precio Nudo Corto Plazo: Indexaciones

Con fecha 7 de febrero de 2022, mediante Resolución Exenta N°81, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°3T/2021 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de marzo de 2022, mediante Resolución Exenta N°117, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°9T/2021 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de septiembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°690, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°3T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°866, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 3 de abril de 2023, mediante Resolución Exenta N°131, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 20 de julio de 2023, mediante Resolución Exenta N°306, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 4 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 349, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N° 1T/2023 del Ministerio de Energía.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°619, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N° 1T/2023 del Ministerio de Energía.

Con fecha 01 de marzo de 2024, mediante Resolución Exenta N°83, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N° 3T/2023 del Ministerio de Energía.

d. Precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala

Con fecha 22 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Diario Oficial el Decreto N°5T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 13 de octubre de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2022, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 15 de abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2022, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 10 de agosto de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°2T/2023, el cual fija precios estabilidad para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

vi) Resolución Exenta que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión de cargo de los consumidores finales libres y regulados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°495, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°192, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2021.

Con fecha 15 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°551, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 20 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°442, que fija cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos, fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2022.

Con fecha 21 de diciembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°898, que fija cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2023.

Con fecha 22 de junio de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°257 aprobó el informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que rigen a contar del 1° de julio de 2023.

Con fecha 21 de diciembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°624 aprobó el informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos que rigen a contar del 1° de enero de 2023.

vii) Con fecha 21 de junio de 2019, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°379, que comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios que rigen a partir del 1° de julio de 2019, además, fija el factor de corte y reposición aplicable para el período comprendido entre el 1° de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, inclusive.

viii) Resolución Exenta que fija y comunica Cargo por Servicio Público.

Con fecha 18 de noviembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°434, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2020.

Con fecha 18 de noviembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°486, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2021.

Con fecha 18 de noviembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°841, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2022.

Con fecha 20 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°565, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2023.

c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020 – 2024

El 2 de mayo de 2022, por medio de la Resolución Exenta N°319 de la Comisión Nacional de Energía, se establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (tercera versión), a más tardar el día 5 de mayo de 2022. El día 4 de mayo de 2022 se recibe Informe Final Definitivo (tercera versión). El día 2 de junio, en sesión extraordinaria vigésima cuarta, el Comité al que se refiere el inciso décimo tercero del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha manifestado su conformidad con el estudio indicado.

El día 7 de junio de 2022, mediante Oficio Ordinario N°384 de la Comisión Nacional de Energía, se informa aprobación del "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – 2024". El 30 de junio de 2022 son enviadas por parte de las empresas participantes del proceso las observaciones al "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – 2024". La CNE tiene un plazo de 40 días hábiles para revisar las observaciones y emitir un nuevo Informe Técnico.

El día 19 de agosto de 2022, mediante Oficio Ordinario N°546 de la Comisión Nacional de Energía, se solicita a las empresas de referencia informar antecedentes complementarios en el marco del proceso de determinación del Valor Agregado de Distribución periodo 2020–2024. El día 2 de septiembre de 2022, mediante Oficio Ordinario N°577 de la Comisión Nacional de Energía, extiende plazo para dar respuesta al Oficio Ordinario N°546/2022. El día 9 de septiembre se enviaron los antecedentes complementarios por parte de las empresas de referencia.

Con fecha 23 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°908, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 2020 – noviembre 2024.

El día 5 de enero de 2023, mediante Oficio Ordinario N°15 de la Comisión Nacional de Energía, rectifica Resolución Exenta N°908 de 2022, a fin de que se aclare y corrijan las materias que se indican. Por lo anterior la CNE aclara que el plazo para presentar discrepancias por parte de los participantes y empresas concesionarias de distribución ante el Honorable Panel de Expertos vence el 19 de enero 2023.

El día 19 de enero de 2023 se presentaron las discrepancias al Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución por parte de los participantes y usuarios e instituciones interesadas ante el Panel de Expertos, el cual dispone de 30 días hábiles contados desde la Audiencia para emitir su Dictamen.

El día 26 de enero de 2023, el Panel de Expertos comunica Informe de admisibilidad de las discrepancias presentadas al Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución y el día 8 de febrero de 2023 se realizó la Audiencia Pública.

El día 20 de marzo de 2023, el Panel de Expertos informa ampliación de plazo para emitir dictamen, de acuerdo con el artículo 34 inciso final del Decreto N°44 publicado en el año 2018, el cual dispone que el Panel de Expertos de oficio podrá ampliar el plazo del dictamen hasta por la mitad del plazo original, en este caso correspondería a 15 días hábiles adicionales.

El día 25 de abril de 2023, el Panel de Expertos emitió Dictamen de la Discrepancia presentada por Enel Distribución Chile S.A.

El día 5 de octubre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°465, aprobó el Informe Técnico Definitivo del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, conforme a lo dispuesto en el inciso vigésimo tercero del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El día 29 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°574, que aprueba el Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024. El informe recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan la propuesta de fórmulas tarifarias aplicables a concesionarios de servicio público de distribución correspondiente al cuatrienio noviembre de 2020 – noviembre de 2024. Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 – 2020.

Con fecha 9 de febrero de 2024, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°46, aprobó el Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024

Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 – 2020.

c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución 2020 – 2024

De acuerdo a la legislación, una nueva fijación de precios de los Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica será realizada con ocasión del proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2020-2024. Dado que el proceso antes mencionado aún no concluye, se mantiene las tarifas fijadas mediante Decreto N°13T/2018.

Sin perjuicio de lo anterior, el día 30 de junio de 2023, mediante Oficio Ordinario N°433/2023 la Comisión Nacional de Energía comunica a las instituciones y usuarios interesados el Informe Final de Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución. Con fecha 21 de julio de 2023, se venció el plazo para el envío de las observaciones al Informe Final "Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución eléctrica (SSAA)" y anexos.

c.4 Fijación Tarifas de Distribución 2024 – 2028

El día 10 de mayo de 2022, la CNE somete a Consulta Pública la fijación de Áreas Típicas para el cálculo de componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, establecidas en el informe contenido en la Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022.

Mediante Resolución Exenta N°432 de fecha 13 de junio de 2022, la CNE establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Mediante Resolución Exenta N°490 de fecha 30 de junio de 2022, la CNE fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, y deja sin efecto Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022 de la CNE.

Mediante Resolución Exenta N°678 de fecha 29 de agosto de 2022, la CNE Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". El día 28 de septiembre fueron enviadas las observaciones de las Bases Técnicas Preliminares.

Mediante Resolución Exenta N°29 de fecha 20 de enero de 2022, la CNE Aprueba y comunica Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución".

El día 3 de febrero de 2023 se presentaron las discrepancias a las Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución" por parte de los participantes y usuarios e instituciones interesadas ante el Panel de Expertos, el cual dispone de 30 días hábiles contados desde la Audiencia para emitir su Dictamen.

El día 9 de febrero de 2023, el Panel de Expertos comunica Informe de admisibilidad de las discrepancias presentadas a las Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". El día 3 de marzo de 2023 se realizó la Audiencia Pública.

El día 23 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°2 llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas y Anexos, para la contratación del estudio denominado "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2024-2028" y "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica".

El día 10 de mayo de 2023, el Panel de Expertos comunica su Dictamen de las Discrepancias sobre las Bases Técnicas Corregidas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica".

El día 29 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°221 aprueba Bases Técnicas Definitivas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la Distribución Eléctrica". Ese mismo día, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°222 formaliza las Bases Técnicas y Administrativas definitivas de conformidad a lo dispuesto en el inciso duodécimo del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El día 20 de junio de 2023, mediante Resolución Exenta N°263, la Comisión Nacional de Energía modifica plazos de entrega de antecedentes establecidos en las Bases Técnicas Definitivas para el "Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028" y del "Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución eléctrica", aprobadas mediante Resolución Exenta N°221, de 29 de mayo de 2023. El día 3 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N°344, la Comisión Nacional de Energía nuevamente modifica plazo de entrega de antecedentes en cuestión, otorgando hasta el 1 de septiembre de 2023 el plazo para enviar los antecedentes de información de las empresas de referencia de las respectivas Áreas Típicas relacionadas con el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución de acuerdo a lo establecido en las Bases Técnicas y Administrativas.

El día 14 de noviembre de 2023, mediante Resolución Exenta N° 535, la Comisión Nacional de Energía establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del comité del estudio de costos establecido en el inciso 13° del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuadrienio 2024-2028.

El día 21 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°634, la Comisión Nacional de Energía designa a las empresas concesionarias de distribución que formarán parte del comité del estudio de costos a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. El día 29 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°653, la Comisión Nacional de Energía complementa la Resolución Exenta N°634.

c.5 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, las distribuidoras han desarrollado cuatro procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01 y Licitación de Suministro 2021/01. Este último, que contempla como período de suministro los años 2026-2040 y un volumen de 2.310 GWh/año, finalizó el 7 de septiembre de 2021 con un precio promedio de adjudicación de US\$23,78 por MWh.

Licitación 2022

El 25 de marzo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°196, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 6 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°419 comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones al informe preliminar de licitaciones.

El 8 de febrero de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°83 aprobó las Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01, el cual fue modificado mediante Decreto N°322 publicado el martes 2 de mayo de 2022. A su vez el día 2 de mayo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°321 aprobó respuestas a consultas a las Bases de Licitación de Suministro 2022/01.

Con fecha 28 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución exenta N°474 aprueba circular Aclaratoria N°2, del proceso "Licitación de Suministro 2022/01", el cual comunica a los interesados la fecha de presentación de propuestas para el día viernes 1 de julio de 2022 y el lugar definido para su realización, junto a información del proceso.

El día viernes 1 de julio del 2022 se realizó la presentación de oferentes para la subasta de 5.250 GWh-año de energía, que abastecerá a los clientes regulados a partir del año 2027. Se presentaron 15 ofertas en total de empresas generadoras nacionales y extranjeras. El día 18 de julio se realizó la presentación de enmiendas y rectificaciones a las Ofertas Administrativas, las cuales fueron evaluadas el día 19 de julio. El día 21 de julio, se efectuó la Apertura e Inspección de las Ofertas Económicas.

Con fecha 22 de julio de 2022, mediante Resolución Exenta N°559, la CNE comunica a los proponentes la realización del mecanismo de Subasta establecida en la Segunda Etapa de adjudicación del proceso "Licitación de Suministro 2022/01" y define sus condiciones. Con fecha 30 de julio de 2022, se realizó la apertura de ofertas económicas para la segunda etapa de la subasta. El día 1 de agosto se adjudicó las ofertas económicas de la primera y segunda etapa para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios. Los adjudicatarios del proceso 2022/01 finalmente fueron Zapaleri SpA, compañía perteneciente al grupo Canadian Solar, por un total de 126 GWh/año a un precio de 38,359 US\$/MWh y la empresa FRV Development Chile I SpA, de la española Fotowatio Renewable Ventures (FRV), por un total de 651 GWh/año a 37,190 US\$/MWh. Lo anterior constituye la adjudicación de 777 GWh/año, aproximadamente un 15% de la energía licitada, a un precio medio de 37,38 US\$/MWh.

Con fecha 2 de agosto de 2022, mediante Resolución Exenta N°604 se aprobó el Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El informe prevé la necesidad de contar con nuevos contratos de suministro licitados para 2028, incluidos los volúmenes de corto plazo que se liciten con inicio en 2027, por un volumen de 5.908 GWh.

Con fecha 17 de octubre de 2022, mediante Resolución Exenta N°783 se aprobó respuesta a observaciones del Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en los términos que se indica.

Con fecha 17 de octubre de 2022, mediante Resolución Exenta N°784 se aprobó Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Licitación 2023

Con fecha 28 de marzo de 2023, la CNE mediante Resolución Exenta N°121, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 19 de mayo de 2023, mediante Resolución Exenta N°205, la CNE aprueba Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2023/01.

Con fecha 2 de junio de 2023, mediante Resolución Exenta N°232, la CNE comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones de carácter técnico al informe preliminar de licitaciones del año 2023.

Con fecha 7 de julio de 2023, mediante Resolución Exenta N°284, la CNE aprueba Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01.

Con fecha 18 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N°381, la CNE Aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 13 de octubre de 2023, mediante Resolución Exenta N°484, la CNE aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 13 de octubre de 2023, mediante Resolución Exenta N°485, la CNE aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 8 de enero de 2024, mediante Resolución Exenta N°02, la CNE aprueba Informe Definitivo de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 9 de febrero de 2024, mediante Resolución Exenta N°47, la CNE modifica Resolución Exenta N°284 de 2023, que aprueba Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01, modificada por Resolución Exenta N°490 y N°560, ambas de 2023.

5. Efectivo y equivalentes al efectivo

- a) La composición del rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Efectivo en caja	24.117	25.254
Saldos en bancos	1.926.709	2.915.441
Total	1.950.826	2.940.695

No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$		
Moneda	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Pesos Chilenos	1.883.556	2.835.738
Euros	11.667	10.677
Dólares Estadounidenses	55.603	94.280
Total	1.950.826	2.940.695

- c) Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo Presentados en el Balance con el Efectivo y Equivalentes al Efectivo en el Estado de Flujo de Efectivo

miles de pesos chilenos - M\$		
	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.950.826	2.940.695
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.950.826	2.940.695

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación

Miles de pesos chilenos - M\$

	Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota N°18.2)	Total
Saldo inicial al 01.01.2024	14.466.539	329.000.000	3.232.995	346.699.534
Flujos de efectivo de financiamiento				
Provenientes	360.467.357	-	-	360.467.357
Utilizados	(345.028.853)	-	(185.102)	(345.213.955)
Intereses Pagados	(15.269.229)	-	-	(15.269.229)
Total flujos de efectivo de financiamiento	169.275	-	(185.102)	(15.827)
Cambios que no representan flujos de efectivo				
Diferencias de cambio	-	-	83.195	83.195
Costos financieros (1)	8.100.760	-	30.387	8.131.147
Saldo final al 31.03.2024	22.736.574	329.000.000	3.161.475	354.898.049
Descomposición por rubro				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 9.1. b)	22.736.574	329.000.000	-	351.736.574
Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 17.2)	-	-	3.161.475	3.161.475
Saldo final al 31.03.2024	22.736.574	329.000.000	3.161.475	354.898.049

Miles de pesos chilenos - M\$

	Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota N°18.2)	Total
Saldo inicial al 01.01.2023	160.051.063	134.000.000	3.233.330	297.284.393
Flujos de efectivo de financiamiento				
Provenientes	392.822.178	-	-	392.822.178
Utilizados	(347.152.903)	-	(153.011)	(347.305.914)
Intereses Pagados	(12.431.445)	-	-	(12.431.445)
Total flujos de efectivo de financiamiento	33.237.830	-	(153.011)	33.084.819
Cambios que no representan flujos de efectivo				
Diferencias de cambio	-	-	(68.695)	(68.695)
Costos financieros	9.919.413	-	17.168	9.936.581
Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	-	-
Otros cambios	(194.999.997)	195.000.000	(5.167)	(5.164)
Saldo final al 31.03.2023	8.208.309	329.000.000	3.023.625	340.231.934
Descomposición por rubro				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8.208.309	329.000.000	-	337.208.309
Pasivos por arrendamientos	-	-	3.023.625	3.023.625
Saldo final al 31.03.2023	8.208.309	329.000.000	3.023.625	340.231.934

6. Otros activos financieros

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Otros activos financieros (*)	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Activos financieros medidos a costo amortizado	23.921	23.920	-	-
Instrumentos derivados de cobertura y No cobertura (*)	1.045.697	1.096.258	-	-
Total	1.069.618	1.120.178	-	-

(*) detalle en Nota N°19

7. Otros activos y pasivos no financieros

a) Otros activos no financieros

La composición de este rubro 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
IVA crédito fiscal y otros impuestos	80.664	80.664	-	-
Gastos pagados por anticipados	4.721.064	4.281.672	-	-
Depósito en garantía	-	-	3.953.515	3.953.515
Otros	436.845	444.704	-	-
Total	5.238.573	4.807.040	3.953.515	3.953.515

b) Otros pasivos no financieros

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
IVA débito fiscal y otros impuestos	7.700.789	8.776.392	-	-
Aportes reembolsables	120.124	120.124	903.529	932.176
Empalmes y redes	1.987.115	2.370.367	-	-
Productos y servicios	201.050	201.050	-	-
Otros	1.273.226	1.273.226	-	-
Total	11.282.304	12.741.159	903.529	932.176

8. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	540.958.766	943.433.351	565.565.958	814.833.183
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	484.664.895	903.516.680	507.497.288	773.027.225
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	10.950.435	39.692.562	10.781.436	41.586.824
Otras cuentas por cobrar, bruto	45.343.436	224.109	47.287.234	219.134

miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	481.732.642	916.135.701	494.896.062	802.625.706
Cuentas comerciales por cobrar, neto	437.577.267	876.346.046	448.291.792	760.954.005
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	10.915.394	39.565.546	10.746.630	41.452.567
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	33.239.981	224.109	35.857.640	219.134

(1) La composición de las otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por cobrar al personal	4.464.376	220.153	3.450.681	215.178
Registro de IVA (provisiones de facturas)	268.811	-	1.043.815	-
Anticipos proveedores y acreedores	16.632.173	3.956	19.496.646	3.956
Otras cuentas por cobrar por depósitos en tránsito y otros	11.356.191	-	9.662.938	-
Deudores no energía	336.891	-	2.085.819	-
Otros deudores	181.539	-	117.741	-
Totales	33.239.981	224.109	35.857.640	219.134

a.1) Variación en cuentas por cobrar comerciales:

a.1.i) Disminución de Cuentas comerciales por cobrar por M\$22.832.393 respecto a diciembre 2023, explicado principalmente por los siguientes factores (i) Un aumento de M\$20.256.466 asociados a provisiones de tarifas pendientes de facturación a los clientes; (ii) una disminución de M\$42.064.114 asociados a facturación pendiente de cobro comercial.

Contexto general:

Durante el mes de enero del año 2022, se alcanzó el límite de US\$1.350 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley N°21.185, que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios para dicho segmento de clientes. Lo anterior implicó que el citado mecanismo dejó de aplicarse y como consecuencia de ello, a contar del mes de marzo, se están acumulando en el corto plazo cuentas por cobrar a los clientes regulados, por la diferencia entre los precios teóricos que surgen de las condiciones establecidas en los contratos con las respectivas empresas de Distribución de Energía Eléctrica y las tarifas reguladas que actualmente se están aplicando en la facturación a los clientes finales.

En relación con lo anterior, el día 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472, que creó un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios para clientes regulados (ver nota N°4.b.viii).

La Ley N°21.472 establece un mecanismo de protección al cliente que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre el precio contractual y la tarifa estabilizada, diferencias que serán financiadas por un fondo transitorio de US\$1.800 millones, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por el Ministerio de Hacienda a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima a diciembre de 2032 y con garantía estatal. Cabe señalar que todos los saldos generados en exceso al fondo de US\$1.350 millones indicado en la Ley N°21.185, son reconocidos como parte del mecanismo establecido en la Ley N°21.472.

El fondo se financiará a través de un cargo adicional a los clientes finales segmentado por niveles de consumo, donde los clientes cuyo consumo mensual sea menor a 350 kWh quedarán exentos del cargo, al igual que las micro y pequeñas empresas con consumos mensuales de hasta 1.000 kWh. El fondo será administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de US\$20 millones al año y una vigencia también hasta el 31 de diciembre de 2032, además de los US\$15 millones aportados en 2022.

a.1.ii) Por otra parte, las cuentas por cobrar de largo plazo aumentaron en M\$130.489.455 a marzo 2024. Este incremento se explica principalmente por (i) aumento en la actualización en el Precio de Estabilización a Clientes (PEC) según la Ley N°21.185 y N°21.472 del ministerio de energía por M\$70.385.156 (ii) por mayores tarifas las cuales se encuentran a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios PNP (Precio Nudo Promedio) M\$36.256.134 y (iii) por mayores ventas de energía a clientes por M\$23.848.165.

Las Resoluciones Exentas N°86 y N°334 publicadas durante el año 2023, establecen disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472, entre las cuales la Tesorería General de la República emitirá títulos de crédito transferibles a la orden (los "Documentos de Pago"), que permitirán a su portador cobrar la restitución de ciertos montos adeudados originados por la aplicación la Ley MPC, (Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente) y del mencionado mecanismo de estabilización de precios de la energía y los intereses reconocidos en los referidos Documentos de Pago de la Tesorería, en las fechas que en ellos se establezcan. Hecho que posibilita la liquidación de las cuentas por cobrar asociadas a la implementación de esta Ley.

Con fecha 2 de noviembre de 2019 se publicó la Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, la cual creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a transferir a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC).

Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrían ser superior al PEC ajustado de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado).

Las diferencias que se originaran entre la facturación aplicando el mecanismo de estabilización y la facturación teórica, considerando el precio que se hubiere aplicado de conformidad a las condiciones de los respectivos contratos con las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, generaría una cuenta por cobrar a favor de las empresas de Generación de Energía Eléctrica con un límite de US\$1.350 millones hasta el 2023. El límite monetario se alcanzó el mes de enero de 2022.

Todas las diferencias de facturación generadas se controlarán en dólares estadounidenses y no devengarán remuneración financiera hasta el 31 de diciembre de 2025. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

La aplicación de la mencionada Ley origina un mayor rezago en la facturación y recaudación de las ventas, con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva. Para el caso de la sociedad, los efectos financieros y contables se neutralizan (principio de pass-through).

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución N°340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.185. Esta resolución aclaró que el pago a cada suministrador "deberá irse imputando al pago de Saldos de manera cronológica, pagándose de los Saldos más antiguos a los más nuevos" y no de manera ponderada sobre el total de Saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

Además, esta resolución estableció que el pago de Saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

Como consecuencia de las situaciones antes expuestas en los literales a.1.i) y a.1.ii), los efectos contables registrados por el Grupo, que se neutralizan (principio de pass-through), son los siguientes:

Efectos PEC1 Ley N°21.185

- Clasificación como cuentas comerciales por cobrar no corrientes por M\$387.519.328 al 31 de marzo de 2024 (M\$344.709.396 al 31 de diciembre de 2023) y proveedores por compra de energía por M\$387.519.328 al 31 de marzo de 2024 (M\$344.709.396 al 31 de diciembre de 2023). Ver Notas N°20.
- **Menores ingresos por ventas y compras de energía** al 31 de marzo de 2024 y 2023 el efecto es cero.
- **Mayores ingresos y costos financieros** por M\$1.705.915 al 31 de marzo de 2024 (M\$1.332.380 al 31 de marzo de 2023). Ver Nota N°29.
- **Utilidad y pérdida por diferencias de cambio** por M\$41.104.017 al 31 de marzo de 2024 (M\$25.271.228 al 31 de marzo de 2023) por la dolarización de las correspondientes cuentas por pagar y por cobrar pendientes de facturación (ver Nota N°29).

Efectos PEC2 Ley N°21.472

- Clasificación como cuentas comerciales por cobrar no corrientes por M\$140.147.370 al 31 de marzo de 2024 (M\$112.572.146 al 31 de diciembre de 2023) y proveedores por compra de energía por M\$140.147.370 al 31 de marzo de 2024 (M\$112.572.146 al 31 de diciembre de 2023). Ver Notas N°20.
- **Utilidad y pérdida por diferencias de cambio** por M\$737.857 al 31 de marzo de 2024 (pérdida por M\$12.887.867 al 31 de marzo de 2023) por la dolarización de las correspondientes cuentas por pagar y por cobrar pendientes de facturación (ver Nota N°29).

Los conceptos antes indicados, tanto comerciales como no comerciales, si bien son incluidos en el modelo de determinación de pérdidas por deterioro (ver Nota N°3.f.3), no tienen mayor impacto al cierre de marzo de 2024 y diciembre de 2023, debido a la naturaleza de estas partidas: facturas pendientes de emitir, facturas pendientes de vencer o facturas vencidas dentro de los rangos normales del negocio.

a.2) Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes

Con fecha 28 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile e Inter-American Investment Corporation celebraron un contrato marco en virtud del cual, de tiempo en tiempo, la compañía podrá efectuar la cesión de derechos de cobros de que sea titular y que deriva de una parte de las ventas de energía realizadas a ciertos segmentos de clientes. En este contexto, al 31 de marzo 2024 se efectuó cesión de derechos de cobros por un monto de M\$167.453.152 (al 31 de diciembre de 2023 M\$508.366.460) y siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.f.6), el ingreso de efectivo obtenido en la transacción implicó dar de baja las cuentas por cobrar y el reconocimiento de un gasto financiero por M\$2.472.813, (al 31 de marzo de 2023 M\$2.120.288).

Como se indicó el párrafo precedente, Enel Distribución Chile puede seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas cesiones de derechos de cobro. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación continua que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado.

a.3) Otros

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

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 períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota N°9.1.a

(2) Deudores por arrendamientos financieros

Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023, los cobros futuros derivados de los deudores por arrendamientos financieros son los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$	al 31.03.2024			al 31.12.2023		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	12.337.066	1.386.632	10.950.434	12.240.557	1.459.122	10.781.435
Más de un año y no más de dos años	11.558.348	1.279.708	10.278.640	11.955.404	1.365.548	10.589.856
Más de dos años y no más de tres años	9.729.842	840.817	8.889.025	9.884.662	924.820	8.959.842
Más de tres años y no más de cuatro años	7.593.627	484.156	7.109.471	8.028.801	540.370	7.488.431
Más de cuatro años y no más de cinco años	5.758.779	19.009	5.739.770	5.968.585	40.815	5.927.770
Más de cinco años	7.734.862	59.205	7.675.657	8.897.008	276.082	8.620.926
Total	54.712.524	4.069.527	50.642.997	56.975.017	4.606.757	52.368.260

Los valores corresponden a mayoritariamente a desarrollos de proyectos de alumbrado público principalmente a municipalidades.

Al 31 de marzo de 2024 y 2023 no se presentan resultados en la venta por arrendamientos financieros, por la ejecución de nuevos proyectos, adicionalmente los ingresos financieros por inversión neta por arrendamientos financieros alcanzo al 31 de marzo de 2024 M\$334.577 y M\$321.793 al 31 de marzo de 2023.

(3) Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el análisis de cuentas comerciales por cobrar que se encuentran vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado pérdidas por deterioro, es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas		
Con antigüedad menor de tres meses	29.044.340	34.830.177
Con antigüedad entre tres y seis meses	10.078.108	12.890.551
Con antigüedad entre seis y doce meses	9.861.762	8.616.632
Con antigüedad mayor a doce meses	29.577.390	43.441.552
Total	78.561.600	99.778.912

(4) Los movimientos en las pérdidas por deterioro de cuentas comerciales, determinadas de acuerdo con Nota N°3.f.3, fueron las siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$	Corriente y no corriente
Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	
Saldo al 1 de enero de 2022	82.269.559
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	10.068.805
Montos castigados	(9.460.991)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	82.877.373
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	4.313.081
Montos castigados	(666.680)
Saldo al 31 de marzo de 2024	86.523.774

(*) Los efectos por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M\$4.313.081 al 31 de marzo de 2024 (M\$3.688.739 al 31 de marzo de 2023).

(5) 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. El proceso conlleva normalmente, para la estratificación de clientes masivos, al menos a los 24 meses de antigüedad y para los Grandes clientes Institucionales, 60 meses.

(6) Información adicional

- Información adicional estadística requerida por Oficio Circular N°715 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012, taxonomía XBRL; (ver Anexo N°2).

Información adicional requerida en OFORD N°30.202 de fecha 17 de noviembre de 2014 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (ver Anexo N°6).

9. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y su subsidiaria con entidades relacionadas corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y se realizan en condiciones de mercado. Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Distribución Chile han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de transacción	Naturaleza de la transacción	Moneda	País de origen	Corrientes		No corrientes	
							al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Extranjera	Empresa Distribuidora del Sur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	249.045	247.435	-	-
Extranjera	Enel Colombia S.A. E.S.P	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	11.257	10.058	-	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	25	25	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	83.252	71.314	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	917.576	819.850	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	19.411.134	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	42.918	67.033	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.323.214	3.430.858	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	13.606	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.l.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	613.618	561.521	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	205.224	187.800	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	237.222	90.919	-	-
77.569.067-4	Enel X Way Chile Spa	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	13.017	39	-	-
Extranjera	Enel X S.r.l.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	59.494	54.443	-	-
		Total					3.769.466	24.952.429	-	-

No existen cuentas por cobrar a entidades relacionadas que se encuentren garantizadas o deterioradas.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de transacción	Naturaleza de la transacción	Moneda	País de origen	Corrientes		No corrientes	
							al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	10.537	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Contrato de caja centralizada	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	21.091.066	5.690.500	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	2.902.870	4.162.648	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	1.002.834	1.189.790	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	2.304.747	1.300.979	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (1)	Préstamo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	1.645.507	8.776.040	329.000.000	329.000.000
Extranjera	Enel Colombia S.A. E.S.P	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	94.495	86.672	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Más de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	11.290	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	158.582	450.085	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Compra de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	196.185.808	183.931.881	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (2)	Compra de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	US\$	Chile	-	-	170.055.817	151.270.276
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.127.676	1.807.039	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	7.749.626	6.412.931	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Compra de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	3.415.140	2.515.341	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A. (2)	Compra de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	US\$	Chile	-	-	3.054.298	2.717.019
Extranjera	Enel Grids S.r.l.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	9.368.905	8.393.271	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.l.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	7.402.612	16.688.192	-	-
Extranjera	Enel Grids S.r.l.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	162.804	-	-
Extranjera	Enel Italia S.r.l.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	320.187	293.003	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	371.687	529.877	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	1.548.797	1.302.608	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile Spa	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	5.035.301	10.506.017	-	-
77.569.067-4	Enel X Way Chile Spa	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	40.531	-	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Otros servicios	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	113.027	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Servicios Técnicos	Más de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	6.114.297	9.146.828	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	22.566	-	-	-
Extranjera	Gridsperise s.r.l.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	1.777.247	1.626.356	-	-
		Total					270.691.771	265.096.026	502.110.115	482.987.295

(1) Corresponde a crédito estructurado de Enel Chile S.A. (ver Nota N°9.1.d).

(2) Las cuentas por pagar no corrientes corresponden a la aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas (ver Nota N°8).

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables al 31 de marzo 2024 y 2023 son los siguientes:

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País de origen	2024	2023
77.741.548-4	Enel Mobility Chile Spa	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	16.378	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(1.773.978)	(1.486.342)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Gastos financieros	Chile	(8.100.759)	(9.919.157)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Informáticos	Chile	(444.433)	(211.919)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(97.154.766)	(104.266.969)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(52.609)	(386.570)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Gastos financieros	Chile	(747.692)	(583.973)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	4.886.228	3.416.286
96.504.980-0	Empresa Electrica Pehuenche SA	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(9.827)	(8)
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(786.443)	(776.666)
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	25.026
Extranjera	Enel Spa	Matriz	Servicios Informáticos	Italia	(26.428)	(58.546)
Extranjera	Enel Spa	Matriz	Servicios Técnicos	Italia	(125.263)	(56.900)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Matriz Común	Servicios Técnicos	Italia	(764.475)	(866.210)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Matriz Común	Servicios Técnicos	Italia	(767.414)	(716.825)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Matriz Común	Servicios Informáticos	Italia	(899.006)	(815.508)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Matriz Común	Servicios Informáticos	Italia	(812.735)	(275.055)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Matriz Común	Servicios Técnicos	Italia	(153.463)	(125.721)
Extranjera	Gridspertise S.R.L.	Matriz Común	Servicios Informáticos	Italia	-	(84.971)
Extranjera	Gridspertise S.R.L.	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	Italia	(326.729)	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile Sa	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(2.514.309)	(2.025.344)
76.412.562-2	Enel Green Power Chile Sa	Matriz Común	Gastos financieros	Chile	(13.295)	(10.385)
77.569.067-4	Enel X Way Chile S.P.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	1.445	30.820
Total					(110.569.573)	(119.194.937)

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Distribución Chile S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través de un Contrato de Caja Centralizada que opera a contar del segundo semestre de 2018, mediante el cual financia los déficits de caja de sus filiales o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor y son de corto plazo prepagables, cuya tasa de interés es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas.

Al 31 de marzo de 2024, Enel Distribución Chile S.A. presenta fondos transferidos producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. generados por el Contrato de Caja Centralizada, por M\$345.028.854 (M\$347.152.903 al 31 de marzo de 2023), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB - 0,18% anual y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M\$360.467.357 (M\$392.822.178 al 31 de marzo de 2023) devengando intereses a una tasa TAB + 1,44% anual.

d) Transacciones significativas

Con fecha 10 de marzo de 2022 se reestructuró el saldo de la caja centralizada como un préstamo con la matriz, por un monto de M\$134.000.000 el cual vence el 10 de marzo de 2027, con una tasa fija de crédito de 8,58% anual.

Con fecha 10 de marzo de 2023 se reestructuró el saldo de la caja centralizada como un préstamo con la matriz, por un monto de M\$195.000.000 el cual vence el 10 de marzo de 2026, con una tasa fija de crédito de 8,57% anual.

Enajenación de derechos de comercialización de contratos de compra y venta de energía y potencia (ver Nota N°8.a.2).

e) Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar.

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Moneda	Tasa Nominal	al 31.03.2024							
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	CLP	8,57%	7.130.533	21.469.955	28.600.488	222.625.650	144.986.213	-	-	367.611.863
Total					7.130.533	21.469.955	28.600.488	222.625.650	144.986.213	-	-	367.611.863

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023							
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	CLP	8,57%	7.130.533	21.548.312	28.678.845	28.600.487	209.859.921	136.203.630	-	374.664.038
Total					7.130.533	21.548.312	28.678.845	28.600.487	209.859.921	136.203.630	-	374.664.038

9.2. Directorio y personal clave de la gerencia

En la Junta Ordinaria de Accionistas, realizada el día, 27 de abril de 2021, se designaron directores de la Compañía a las siguientes personas:

- 1.- Sr. Edoardo Marcenaro
- 2.- Sra. Claudia Bobadilla Ferrer
- 3.- Sra. Viviana Vitto
- 4.- Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa
- 5.- Sr. Marco Fadda

Asimismo, en Sesión N°4/2021 Ordinaria de Directorio, celebrada el 27 de abril de 2021, con posterioridad a la citada Junta, se eligió presidente del Directorio al señor Edoardo Marcenaro.

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 al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre 2023.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus directores y Gerencia del Grupo al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre 2023.

b) 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 Distribución Chile S.A. La Junta Ordinaria de Accionistas del 25 de abril de 2023 fijó la siguiente remuneración:

- Pagar a cada Director 135 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 70 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con el tope de 15 sesiones remuneradas dentro del ejercicio. El pago se efectuará de acuerdo al valor que tenga la Unidad de Fomento al día respectivo.
- La remuneración del Presidente será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Distribución Chile S.A. tenga participación en más de un Directorio de Subsidiarias y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como Director o Consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras, en las cuales el Grupo Empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Distribución Chile S.A. no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras, pertenecientes al Grupo Empresarial, como tampoco percibirán remuneración o dieta alguna para sí, en el evento de desempeñarse como directores o consejeros de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las que el Grupo Empresarial ostente, directa o indirectamente, alguna participación.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de marzo de 2024 y 2023:

RUT	Nombre	Cargo	al 31.03.2024	
			Período de desempeño	M\$
Extranjero	Edoardo Marcenaro	Presidente	Enero - Marzo 2024	-
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	Enero - Marzo 2024	22.689
9.954.477-5	Claudia Bobadilla Ferrer	Director	Enero - Marzo 2024	22.689
Extranjero	Marco Fadda	Director	Enero - Marzo 2024	-
Extranjero	Viviana Vitto	Director	Enero - Marzo 2024	-
Total				45.378

RUT	Nombre	Cargo	al 31.03.2023	
			Período de desempeño	M\$
Extranjero	Edoardo Marcenaro	Presidente	Enero - Marzo 2023	-
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	Enero - Marzo 2023	21.801
9.954.477-5	Claudia Bobadilla Ferrer	Director	Enero - Marzo 2023	21.801
Extranjero	Marco Fadda	Director	Enero - Marzo 2023	-
Extranjero	Viviana Vitto	Director	Enero - Marzo 2023	-
Total				43.602

Gastos en asesorías del Directorio

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los directores

No existen garantías constituidas a favor de los directores.

9.3. Retribución del personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Distribución Chile al 31 de marzo de 2024 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia			
Rut	Nombre		Cargo
12.614.913-1	Víctor Tavera Olivos		Gerente General
10.619.635-8	Horacio Aranguiz Pinto		Fiscal
22.634.201-K	William Espitia Otarola	(1)	Gerente de Personas y Organización
13.067.381-3	Francisco Javier Evans Miranda		Gerente de Planificación y Control

(1) El Sr. William Espitia Otarola asumió el cargo de Gerente de Personas y Organización con fecha 1 de abril de 2023

La dotación del personal clave al 31 de marzo de 2024 corresponde a 4 personas, (3 personas al 31 de marzo de 2023). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

Detalle de las remuneraciones para el personal clave de la gerencia

miles de pesos chilenos - M\$		
	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Remuneración	132.073	101.601
Beneficios a corto plazo para los empleados	61.244	42.688
Otros beneficios a largo plazo	82.973	11.174
Total	276.290	155.463

9.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Distribución Chile, 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.

a) 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.

9.5. Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, no se pagaron Indemnizaciones.

9.6. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

10. Inventarios

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Inventarios por conceptos	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Inventarios al valor neto realizable		
Aceites y grasas	11.472	11.490
Materiales y equipos	5.558.249	5.553.407
Retail	159.853	159.845
Total	5.729.574	5.724.742

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

11. Activos y pasivos por impuestos

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Activos por impuestos	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Pagos provisionales mensuales	121.324	121.324
Impuestos por recuperar años anteriores	1.589.741	1.589.741
Créditos por gastos de capacitación	184.293	184.293
Total	1.895.358	1.895.358

- b) El Grupo al 31 de marzo 2024 y al 31 de diciembre 2023 no posee cuentas por pagar por impuestos corrientes.

12. Activos intangibles distintos de plusvalía

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

miles de pesos chilenos - M\$

Activos Intangibles	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables, Neto	75.886.720	77.195.083
Servidumbre	2.197.762	2.197.762
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	392.937	448.015
Programas Informáticos	73.296.021	74.549.306

miles de pesos chilenos - M\$

Activos intangibles	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables bruto	162.612.842	160.710.685
Servidumbre	2.405.518	2.405.518
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.318.467	1.318.467
Programas Informáticos	158.888.857	156.986.700

miles de pesos chilenos - M\$

Activos intangibles	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(86.726.122)	(83.515.602)
Servidumbre	(207.756)	(207.756)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(925.530)	(870.452)
Programas Informáticos	(85.592.836)	(82.437.394)

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el período terminado al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 han sido los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	2.197.762	448.015	74.549.306	77.195.083
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	1.902.157	1.902.157
Amortización	-	(55.078)	(3.155.442)	(3.210.520)
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(55.078)	(1.253.285)	(1.308.363)
Saldo final al 31.03.2024	2.197.762	392.937	73.296.021	75.886.720

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	2.197.762	668.325	73.475.362	76.341.449
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	13.954.824	13.954.824
Amortización	-	(220.310)	(12.883.727)	(13.104.037)
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	2.847	2.847
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(220.310)	1.073.944	853.634
Saldo final al 31.12.2023	2.197.762	448.015	74.549.306	77.195.083

El valor neto de los intangibles al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Descripción	Propietario	Valor Neto al 31.03.2024	Valor Neto al 31.12.2023	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	Enel Distribución Chile S.A.	2.114.502	2.114.502	Indefinido	-
Servidumbres de Paso	Enel Colina S.A.	83.260	83.260	Indefinido	-
Programas Informaticos	Enel Distribución Chile S.A.	14.480.587	17.691.107	120	1 - 108
Programas Informaticos en desarrollo	Enel Distribución Chile S.A.	59.208.371	57.306.214	-	-
Total		75.886.720	77.195.083		

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de marzo de 2024.

13. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

miles de pesos chilenos - M\$

Compañía	Saldo Final	Saldo Final
	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Enel Colina S.A.	2.240.478	2.240.478
Total	2.240.478	2.240.478

La plusvalía por la inversión en la Subsidiaria Enel Colina S.A. (hasta el 27 de junio de 2020, Empresa Eléctrica de Colina Ltda.), tiene su origen en la compra del 100% de las acciones de esta sociedad, con fecha septiembre de 1996. Los accionistas vendedores fueron Inversiones Saint Thomas S.A. (499.999 acciones) y Sergio Urrutia H. (1 acción), persona jurídica y natural no relacionada, ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

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 compradas permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2024 (ver Nota 3.d).

14. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023:

miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	950.209.413	925.450.961
Construcción en Curso	202.579.735	169.052.263
Terrenos	2.269.470	2.269.470
Edificios	9.845.841	10.005.260
Plantas y Equipos	715.462.864	723.284.849
Instalaciones Fijas y Accesorios	20.051.503	20.839.119

miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	1.478.837.599	1.444.662.115
Construcción en Curso	202.579.735	169.052.263
Terrenos	2.269.470	2.269.470
Edificios	22.986.465	22.986.465
Plantas y Equipos	1.197.271.436	1.196.418.636
Instalaciones Fijas y Accesorios	53.730.493	53.935.281

miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(528.628.186)	(519.211.154)
Edificios	(13.140.624)	(12.981.205)
Plantas y Equipos	(481.808.572)	(473.133.787)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(33.678.990)	(33.096.162)

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el período terminado al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 han sido los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos año 2024		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos, neto	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2024		169.052.263	2.269.470	10.005.260	723.284.849	20.839.119	925.450.961
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	35.040.595	-	-	852.800	-	35.893.395
	Depreciación	-	-	(159.419)	(8.674.785)	(787.616)	(9.621.820)
	Disposiciones y retiros de servicio	(1.513.123)	-	-	-	-	(1.513.123)
	Otros incrementos (disminución)	(1.513.123)	-	-	-	-	(1.513.123)
	Total movimientos	33.527.472	-	(159.419)	(7.821.985)	(787.616)	24.758.452
Saldo al 31 de marzo de 2024		202.579.735	2.269.470	9.845.841	715.462.864	20.051.503	950.209.413

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos año 2023		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos, neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2023		174.653.434	3.483.156	10.689.229	660.184.876	17.254.681	866.265.376
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	85.091.882	-	-	2.410.658	-	87.502.540
	Depreciación	-	-	(640.145)	(33.311.913)	(3.104.272)	(37.056.330)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(101.157.444)	-	-	94.453.986	6.703.458	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(101.157.444)	-	-	94.453.986	6.703.458	-
	Disposiciones y retiros de servicio	(17.647)	(1.213.686)	(43.824)	(414.596)	(14.748)	(1.704.501)
	Retiros	(17.647)	(1.213.686)	(43.824)	(414.596)	(14.748)	(1.704.501)
	Otros incrementos (disminución)	10.482.038	-	-	(38.162)	-	10.443.876
	Total movimientos	(5.601.171)	(1.213.686)	(683.969)	63.099.973	3.584.438	59.185.585
Saldo al 31 de diciembre de 2023		169.052.263	2.269.470	10.005.260	723.284.849	20.839.119	925.450.961

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las inversiones corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de esta, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio, de acuerdo a la reglamentación vigente y al crecimiento de la demanda eléctrica.

b) Vidas Útiles

A continuación, se presentan los principales períodos de Vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y Equipo	6 - 60
Equipo Tecnologías de información	3 - 10
Vehículos de Motor	7 - 10
Instalaciones Fijas y Accesorios	2 - 10

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

Instalaciones de transporte y distribución:	Intervalo de años de vida útil estimada
Red de baja y media tensión	10 - 50
Equipos de medida y telecontrol	10 - 50
Otras instalaciones	6 - 25

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023.

c) Otras informaciones

Enel Distribución Chile mantenía al 31 de marzo de 2024 y ejercicio 2023 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por montos de M\$56.035.032 y M\$91.724.537, respectivamente.

d) Pólizas de Seguro

Enel Distribución Chile y subsidiaria tienen contratos de seguros para sus activos (excepto líneas de distribución) que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de €1.000 millones, 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 €400 millones y de Responsabilidad Civil Ambiental de US\$20 millones.

e) Gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso

El monto capitalizado por concepto de gastos del personal relacionado directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$4.891.095 y M\$2.140.621 durante el ejercicio terminado al 31 de marzo de 2024 y 2023, respectivamente.

15. Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derechos de uso al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, corresponden a los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos del período 2024	Edificios	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	1.483.626	963.851	2.447.477
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	7.032	108.707	115.739
Depreciación	(185.675)	(21.628)	(207.303)
Otros movimientos	(1)	1	-
Total movimientos	(178.644)	87.080	(91.564)
Saldo final al 31.03.2024	1.304.982	1.050.931	2.355.913

miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos del ejercicio 2023	Edificios	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	-	2.552.157	2.552.157
Nuevos contratos de activos por derechos de uso	585.231	-	585.231
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	13.546	112.221	125.767
Depreciación	(729.166)	(86.512)	(815.678)
Otros movimientos	1.614.015	(1.614.015)	-
Total movimientos	898.395	(1.588.306)	(689.911)
Saldo final al 31.12.2023	1.483.626	963.851	2.447.477

Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 el saldo de los activos por derechos de uso relacionados con las propiedades plantas y equipos es de M\$2.355.913 y M\$2.447.477, respectivamente (ver nota N°3. e.).

miles de pesos chilenos - M\$

Activos por derechos de uso 2024	Saldo Inicial	Aumentos	Depreciación	Remediación	Saldo Final
Arrendamiento de Vehículos	17.397	-	-	-	17.397
Otras instalaciones	946.454	-	(21.628)	108.708	1.033.534
Oficinas comerciales y otros	1.483.626	-	(185.675)	7.031	1.304.982
Totales	2.447.477	-	(207.303)	115.739	2.355.913

miles de pesos chilenos - M\$

Activos por derechos de uso 2023	Saldo Inicial	Aumentos	Depreciación	Remediación	Saldo Final
Arrendamiento de Vehículos	17.397	-	-	-	17.397
Otras instalaciones	1.010.222	-	(86.512)	22.744	946.454
Oficinas comerciales y otros	1.524.538	585.231	(729.166)	103.023	1.483.626
Totales	2.552.157	585.231	(815.678)	125.767	2.447.477

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

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024			al 31.12.2023		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	1.436.383	91.019	1.345.364	1.384.409	88.519	1.295.890
Más de un año y no más de dos años	664.425	70.595	593.830	737.811	66.983	670.828
Más de dos años y no más de tres años	346.810	58.520	288.290	373.542	53.157	320.385
Más de tres años y no más de cuatro años	155.267	51.910	103.357	138.724	46.379	92.345
Más de cuatro años y no más de cinco años	155.267	45.723	109.544	138.725	40.852	97.873
Más de cinco años	843.133	122.043	721.090	864.715	109.042	755.673
Total	3.601.285	439.810	3.161.475	3.637.926	404.932	3.232.994

a) Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados consolidados al 31 de marzo de 2024 y 2023 incluye un gasto por M\$620.094, (al 31 de marzo de 2023 M\$622.973), que se relaciona con los pagos por arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de la NIIF16 (ver Notas N°3. e.).

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024			al 31.12.2023		
	Total	Terceros	Empresas relacionadas	Total	Terceros	Empresas relacionadas
Hasta un año	2.541.703	990.430	1.551.273	3.095.846	979.424	2.116.422
Total	2.541.703	990.430	1.551.273	3.095.846	979.424	2.116.422

16. Impuestos diferidos

a) Movimientos de Impuestos Diferidos

Los movimientos de los rubros de "Impuestos Diferidos" del estado de situación financiera por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 son los siguientes:

		Movimientos			Saldo al 31 de marzo de 2024		
Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2024	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados otros integrales	Saldo neto al 31 de marzo de 2024	Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	21.135.626	(584.892)	-	20.550.734	20.673.642	(122.908)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	2.858.182	(64.067)	-	2.794.115	2.795.549	(1.434)
	Pérdidas fiscales	2.495.314	2.488.800	-	4.984.114	4.984.114	-
	Provisiones	6.741.179	115.705	-	6.856.884	7.564.233	(707.349)
	Provisión Contingencias Civiles	397.920	3.401	-	401.321	401.321	-
	Provisión cuentas incobrables	3.982.731	815.467	-	4.798.198	4.798.198	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.821.658	(1.358.246)	-	1.463.412	1.463.412	-
	Otras Provisiones	(461.130)	655.083	-	193.953	901.302	(707.349)
	Otros Impuestos Diferidos	2.044.667	257.844	-	2.302.511	17.547.556	(15.245.045)
	Diferido por Ingresos diferidos	1.038.053	(103.478)	-	934.575	934.575	-
	Efecto Neto Leasing entregado	(13.794.606)	645.087	-	(13.149.519)	-	(13.149.519)
	Otros Impuestos Diferidos	14.801.220	(283.765)	-	14.517.455	16.612.981	(2.095.526)
	Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	35.274.968	2.213.390	-	37.488.358	53.565.094	(16.076.736)
	Compensación				-	(16.076.736)	16.076.736
Impuestos diferidos de activo (pasivo) después de compensación	35.274.968			37.488.358	37.488.358	-	

		Movimientos			Saldo al 31 de diciembre de 2023		
Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2023	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados otros integrales	Saldo neto al 31 de diciembre de 2023	Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	18.062.899	3.072.727	-	21.135.626	21.281.870	(146.244)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	3.348.716	(355.560)	(134.974)	2.858.182	2.859.616	(1.434)
	Pérdidas fiscales	1.604.357	890.957	-	2.495.314	2.495.314	-
	Provisiones	7.003.651	(262.472)	-	6.741.179	7.399.957	(658.778)
	Provisión Contingencias Civiles	2.080.889	(1.682.969)	-	397.920	397.920	-
	Provisión cuentas incobrables	2.248.883	1.733.848	-	3.982.731	3.982.731	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.522.034	299.624	-	2.821.658	2.821.658	-
	Otras Provisiones	151.845	(612.975)	-	(461.130)	197.648	(658.778)
	Otros Impuestos Diferidos	957.821	1.086.846	-	2.044.667	17.959.520	(15.914.853)
	Diferido por Ingresos diferidos	622.567	415.486	-	1.038.053	1.038.053	-
	Efecto Neto Leasing entregado	(15.455.312)	1.660.706	-	(13.794.606)	-	(13.794.606)
	Otros Impuestos Diferidos	15.790.566	(989.346)	-	14.801.220	16.921.467	(2.120.247)
	Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos	30.977.444	4.432.498	(134.974)	35.274.968	51.996.277	(16.721.309)
	Compensación				-	(16.721.309)	16.721.309
Impuestos diferidos de activo (pasivo) después de compensación	30.977.444			35.274.968	35.274.968	-	

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.

El Grupo Enel Distribución Chile no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las entidades consolidadas, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas entidades 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 en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2024 asciende a M\$7.787.839 (M\$7.431.580 al 31 de diciembre de 2023). Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaria en Chile. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos 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. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2020 al 2022.

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 sus resultados futuros.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los Otros Resultados Integrales, atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras:

miles de pesos chilenos - M\$

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	al 31.03.2024			al 31.03.2023		
	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
Cobertura de Flujo de Efectivo	912.434	(246.357)	666.077	1.366.373	(368.921)	997.452
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	912.434	(246.357)	666.077	1.366.373	(368.921)	997.452

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos en otros resultados integrales al 31 de marzo de 2024 y 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	31 de marzo de 2024	31 de marzo de 2023
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(246.357)	(368.921)
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(246.357)	(368.921)

17. Otros pasivos financieros

El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$				
Otros pasivos financieros	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura	-	-	962.993	-
Total	-	-	962.993	-

El grupo no tiene obligaciones garantizadas al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

17.1. Deuda de cobertura

Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, no hay deuda del Grupo en dólares, que esté relacionada a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota N°3.k).

17.2. Pasivos por arrendamiento financieros

El saldo de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente: (ver Notas N°3. e.)

Valores corrientes al 31 de marzo de 2024

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

miles de pesos chilenos - M\$										al 31.03.2024		
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	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual De Seguros De Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	14.983	64.289	79.272	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	17.961	52.556	70.517	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.253.641-2	Boycle Latam S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	99.720	-	99.720	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	61.219.000-3	Empresa De Transporte De Pasajeros Metro S.A	Chile	US\$	5,99%	Anual	-	344.076	344.076	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía De Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	13.245	-	13.245	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Naleam Sa	Chile	UF	0,40%	Mensual	55.519	148.098	203.617	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda	Chile	UF	1,87%	Mensual	187.535	70.501	258.036	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.203.089-6	Rentas Inmobiliarias Amanecer Sa	Chile	UF	2,84%	Mensual	11.323	49.932	61.255	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.164.095-K	Inmobiliaria Mixto Renta Spa	Chile	UF	3,78%	Mensual	374	-	374	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	78.844.390-0	Poliplast	Chile	UF	5,36%	Mensual	10.602	30.949	41.551	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	23.913	54.145	78.058	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.378.333-2	Inmobiliaria Fernandez	Chile	UF	7,13%	Mensual	24.222	71.421	95.643	
Total									469.397	866.967	1.345.364	

Valores corrientes al 31 de diciembre de 2023

Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

miles de pesos chilenos - M\$										al 31.12.2023		
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	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual De Seguros De Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	15.030	63.461	78.491	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	18.343	51.879	70.222	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.253.641-2	Boycle Latam S.P.A	Chile	CLP	6,24%	Anual	99.719	-	99.719	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	61.219.000-3	Empresa De Transporte De Pasajeros Metro S.A	Chile	US\$	5,99%	Anual	-	327.729	327.729	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía De Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	13.244	-	13.244	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Naleam Sa	Chile	UF	0,40%	Mensual	19.352	165.114	184.466	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda	Chile	UF	1,87%	Mensual	174.242	69.597	243.839	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.203.089-6	Rentas Inmobiliarias Amanecer Sa	Chile	UF	2,84%	Mensual	6.800	49.032	55.832	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.164.095-K	Inmobiliaria Mixto Renta Spa	Chile	UF	3,78%	Mensual	11.369	-	11.369	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	78.844.390-0	Poliplast	Chile	UF	5,36%	Mensual	10.425	30.288	40.713	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	23.740	53.594	77.334	
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	76.378.333-2	Inmobiliaria Fernandez	Chile	UF	7,13%	Mensual	23.272	69.660	92.932	
Total									416.536	880.354	1.296.890	

Valores no corrientes al 31 de marzo de 2024
 Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

miles de pesos chilenos - M\$

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	al 31.03.2024					Total No Corriente	
									No Corriente						
									Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años hasta diez		
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual De Seguros De Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	87.150	71.470	-	-	-	-	158.620
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	71.245	58.325	-	-	-	-	129.570
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.253.641-2	Bicycle Latam S.P.A.	Chile	CLP	6,24%	Anual	18.825	-	-	-	-	-	18.825
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	61.219.000-3	Empresa De Transporte De Pasajeros Metro S.A.	Chile	US\$	5,99%	Anual	92.012	97.519	103.357	109.544	721.090	-	1.123.522
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía De Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Naleam Sa	Chile	UF	0,40%	Mensual	55.232	-	-	-	-	-	55.232
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda	Chile	UF	1,87%	Mensual	60.958	-	-	-	-	-	60.958
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.203.089-6	Rentas Inmobiliarias Amanecer Sa	Chile	UF	2,84%	Mensual	26.806	-	-	-	-	-	26.806
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	Inmobiliaria Mito Renta Spa	Chile	UF	3,78%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	78.844.390-0	Poliplast	Chile	UF	5,36%	Mensual	43.063	-	-	-	-	-	43.063
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	72.696	60.975	-	-	-	-	133.671
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.378.333-2	Inmobiliaria Fernandez	Chile	UF	7,13%	Mensual	65.844	-	-	-	-	-	65.844
Total									593.831	288.289	103.357	109.544	721.090	-	1.816.111

Valores no corrientes al 31 de diciembre de 2023
 Empresa deudora: Enel Distribución Chile S.A.; Rut: 96.800.570-7; País Chile

miles de pesos chilenos - M\$

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	al 31.12.2023					Total No Corriente	
									No Corriente						
									Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años hasta diez		
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	70.015.730-K	Mutual De Seguros De Chile	Chile	UF	1,91%	Mensual	86.028	85.784	-	-	-	-	171.812
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.596.523-3	Capital Investi	Chile	UF	1,91%	Mensual	70.327	64.227	-	-	-	-	134.554
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.253.641-2	Bicycle Latam S.P.A.	Chile	CLP	6,24%	Anual	18.825	-	-	-	-	-	18.825
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	61.219.000-3	Empresa De Transporte De Pasajeros Metro S.A.	Chile	US\$	5,99%	Anual	82.209	87.130	92.345	97.873	755.674	-	1.115.231
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía De Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	1,41%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	99.530.420-1	Inmobiliaria Naleam Sa	Chile	UF	0,40%	Mensual	81.987	-	-	-	-	-	81.987
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.013.489-9	Inversiones Don Issa Ltda	Chile	UF	1,97%	Mensual	61.405	-	-	-	-	-	61.405
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.203.089-6	Rentas Inmobiliarias Amanecer Sa	Chile	UF	2,84%	Mensual	26.488	0	-	-	-	-	26.488
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.164.095-K	Inmobiliaria Mito Renta Spa	Chile	UF	3,78%	Mensual	21.071	-	-	-	-	-	21.071
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	78.844.390-0	Poliplast	Chile	UF	5,36%	Mensual	42.322	10.760	-	-	-	-	53.082
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	96.643.660-3	Inmobiliaria El Roble S.A.	Chile	UF	0,79%	Mensual	71.957	72.483	-	-	-	-	144.440
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	76.378.333-2	Inmobiliaria Fernandez	Chile	UF	7,13%	Mensual	98.215	-	-	-	-	-	98.215
Total									670.828	320.384	92.345	97.873	755.674	-	1.937.104

17.3. Flujos futuros de deudas no descontados

A continuación, se muestran un resumen las estimaciones de flujos no descontados por contratos de arrendamiento financiero, por tipo de moneda y vencimiento, al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.03.2024	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.03.2024	Vencimiento						
						Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	CLP	6,24%	90.111	-	90.111	18.919	-	-	-	-	-	18.919
Chile	UF	2,74%	370.455	581.556	952.011	505.506	175.276	-	-	-	-	680.782
Chile	US\$	5,99%	-	312.915	312.915	92.012	169.144	162.457	155.509	789.950	-	1.369.072
Total			460.566	894.471	1.355.037	616.437	344.420	162.457	155.509	789.950	-	2.068.773

miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2023	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2023	Vencimiento						
						Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	CLP	6,24%	99.719	-	99.719	18.825	-	-	-	-	-	18.825
Chile	UF	2,74%	68.911	302.770	371.681	442.332	163.350	-	-	-	-	605.682
Chile	US\$	5,99%	277.741	605.079	882.820	213.040	204.865	196.689	188.670	959.457	-	1.762.721
Total			446.371	907.849	1.354.220	674.197	368.215	196.689	188.670	959.457	-	2.387.228

18. Política de gestión de riesgos

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

Para cumplir con ello, existe una política específica de control y gestión de riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Distribución Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro-categorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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

18.1. 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.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Distribución Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Bruta

	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Tasa de interés fija y/o protegida	47%	69%

Al 31 de marzo de 2024, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más bajas, manteniendo todas las demás variables constantes, la ganancia después de impuestos para el período habría sido de M\$1.341.982, principalmente como resultado de un menor gasto por intereses por préstamos con empresas relacionadas. Al contrario, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altas, manteniendo todas las demás variables constantes, la ganancia después de impuestos para el período habría sido de M\$2.027.906, principalmente como resultado de un menor/mayor gasto por intereses por préstamos con empresas relacionadas por M\$342.962 respectivamente.

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.

18.2. Riesgo de tipo de cambio

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

Pagos por realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile 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.

Al 31 de marzo de 2024 no existen transacciones que están sujetas al riesgo de tipo de cambio que correspondan principalmente a saldos de disponible de bancos en moneda extranjera.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

Durante el primer trimestre de 2024, 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.

18.3. Riesgo de liquidez

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras ver Notas N°9.1.d).

El riesgo de liquidez se considera bajo, debido a la política de caja centralizada con Enel Chile, evidenciada con contratos de caja centralizada que garantizan que en caso de eventuales déficit estos sean cubiertos a través de la aplicación de estos contratos o en la medida que exista un excedente de caja, ésta puede ser invertido a través de este mismo contrato.

Al 31 de marzo de 2024, Enel Distribución Chile presenta una liquidez de M\$ 1.950.826, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2023, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M\$2.940.695, en efectivo y otros medios equivalentes.

18.4. Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporativos, Administración Pública y Residencial, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporativos y de Administración Pública, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

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.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

18.5. Medición del riesgo

Enel Distribución Chile hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

19. Instrumentos financieros

19.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$		al 31.03.2024	
	Activos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	485.502.108	-	
Instrumentos derivados	-	1.045.697	
Otros activos de carácter financieros	23.921	-	
Total Corriente	485.526.029	1.045.697	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	916.135.701	-	
Total No Corriente	916.135.701	-	
Total	1.401.661.730	1.045.697	

miles de pesos chilenos - M\$		al 31.12.2023	
	Activos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	519.848.491	-	
Instrumentos derivados	-	1.096.258	
Otros activos financieros	23.920	-	
Total Corriente	519.872.411	1.096.258	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	802.625.706	-	
Total No Corriente	802.625.706	-	
Total	1.322.498.117	1.096.258	

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$		al 31.03.2024	
	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	561.116.622	-	
Instrumentos derivados	-	-	
Otros pasivos de carácter financiero	1.345.364	-	
Total Corriente	562.461.986	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.184.695.134	-	
Otros pasivos de carácter financiero	1.816.111	-	
Total No Corriente	1.186.511.245	-	
Total	1.748.973.231	-	

miles de pesos chilenos - M\$		al 31.12.2023	
	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	560.820.060	-	
Instrumentos derivados	-	962.993	
Otros pasivos de carácter financiero	1.295.890	-	
Total Corriente	562.115.950	962.993	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.078.053.844	-	
Otros pasivos de carácter financiero	1.937.104	-	
Total No Corriente	1.079.990.948	-	
Total	1.642.106.898	962.993	

Los instrumentos financieros no medidos a valor razonable incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, y pasivos financieros con empresas relacionadas.

Debido a su naturaleza a corto plazo, el valor en libros estos instrumentos financieros se aproximan a su valor razonable.

19.2. 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 N°3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.03.2024	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.045.697	-	1.045.697	-
Total	1.045.697	-	1.045.697	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Total	-	-	-	-

miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2023	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.096.258	-	1.096.258	-
Total	1.096.258	-	1.096.258	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	962.993	-	962.993	-
Total	962.993	-	962.993	-

Apertura de Instrumentos de Derivados de Cobertura:

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024				al 31.12.2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura de flujos de caja	1.045.697	-	-	-	1.096.258	-	962.993	-
Total Cobertura de tipo de cambio	1.045.697	-	-	-	1.096.258	-	962.993	-

Detalle de instrumento de cobertura.

miles de pesos chilenos - M\$

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 31.03.2024	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	1.045.697	Flujo de caja

miles de pesos chilenos - M\$

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 31.12.2023	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	133.265	Flujo de caja

19.3. Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados

A continuación, se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.03.2024				
Derivados financieros	Valor razonable	Valor nominal		
		Antes de 1 Año	1-2 Años	Total
Cobertura de tipo de cambio:	1.045.697	36.811.574	-	36.811.574
Cobertura de flujos de caja	1.045.697	36.811.574	-	36.811.574
Total	1.045.697	36.811.574	-	36.811.574

miles de pesos chilenos - M\$				
al 31.12.2023				
Derivados financieros	Valor razonable	Valor nominal		
		Antes de 1 Año	1-2 Años	Total
Cobertura de tipo de cambio:	133.265	96.719.946	-	96.719.946
Cobertura de flujos de caja	133.265	96.719.946	-	96.719.946
Total	133.265	96.719.946	-	96.719.946

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.

20. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes más de uno a cinco años	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Acreedores comerciales				
Acreedores comerciales (*)	284.085.106	284.660.604	682.585.019	595.066.549
Otras cuentas por pagar	6.339.745	11.063.430	-	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	290.424.851	295.724.034	682.585.019	595.066.549

(*) El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes más de uno a cinco años	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía (1)	142.388.728	100.074.960	682.585.019	595.066.549
Cuentas por pagar bienes y servicios	137.826.545	182.795.062	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	3.869.833	1.790.582	-	-
Sub total	284.085.106	284.660.604	682.585.019	595.066.549
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	190.041	223.192	-	-
Depósitos en garantías	274.220	274.220	-	-
Cuentas por pagar al personal	5.722.315	10.431.563	-	-
Otras cuentas por pagar	153.169	134.455	-	-
Sub total	6.339.745	11.063.430	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	290.424.851	295.724.034	682.585.019	595.066.549

(1) En la porción no corriente se presentan los rezagos en pagos por compras de energía, originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota N°8).

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota N°18.3. Información adicional estadística requerida, taxonomía XBRL (ver Anexo N°5 "Detalle Vencimiento de Proveedores").

21. Provisiones

El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2024	al 31.12.2023	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Por reclamaciones legales	-	-	6.694.868	6.232.953
Otras provisiones (a)	180.851	180.851	339.075	339.075
Total	180.851	180.851	7.033.943	6.572.028

- a) Incluye un monto de M\$180.851 a marzo de 2024, (M\$180.851 a diciembre de 2023) en el corto plazo y de M\$339.075 a marzo 2024, (M\$339.075 a diciembre de 2023) en el largo plazo, relacionadas con provisiones de reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024, que posibilita la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, demanda nuevas competencias y conocimientos para hacer que los procesos sean aún más eficientes.

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 durante el período al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones			
Saldo al 1 de enero de 2024	6.232.953	519.926	6.752.879
Movimientos en Provisiones			
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (*)	483.201	-	483.201
Provisión Utilizada	(20.650)	-	(20.650)
Reversión de Provisión No Utilizada (**)	(636)	-	(636)
Total Movimientos en Provisiones	461.915	-	461.915
Saldo al 31 de marzo de 2024	6.694.868	519.926	7.214.794

miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones			
Saldo al 1 de enero de 2023	11.618.835	519.926	12.138.761
Movimientos en Provisiones			
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (*)	892.099	-	892.099
Provisión Utilizada	(5.202.980)	-	(5.202.980)
Reverso de Provisión No Utilizada (**)	(1.075.001)	-	(1.075.001)
Total Movimientos en Provisiones	(5.385.882)	-	(5.385.882)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	6.232.953	519.926	6.752.879

(*) Esta cifra contiene básicamente provisiones por multas emitidas por la SEC, mayor detalle (ver Nota 31.1; a.1) y 33.b.)

(**) Corresponde a reversos de provisiones por litigios.

22. Obligaciones por beneficios post empleo

22.1. Aspectos generales

El Grupo Enel Distribución Chile otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o 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 N°3.j.1. Estos beneficios se refieren principalmente 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.

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 período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

22.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros

- a) Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Indemnización por años de servicios	10.062.917	9.917.544
Pensión Complementaria	9.288.212	9.196.166
Planes de Salud	1.038.513	1.030.043
Planes Suministro de Energía	2.873.699	2.847.011
Total Obligaciones Post Empleo, neto	23.263.341	22.990.764

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo al 1 de enero de 2023	24.452.845
Costo del servicio corriente	320.289
Costo por intereses	1.243.126
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	54.249
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(554.155)
Contribuciones pagadas	(2.624.104)
Transferencias del personal	98.514
Saldo al 31 de diciembre de 2023	22.990.764
Costo del servicio corriente	64.417
Costo por intereses	285.820
Contribuciones pagadas	(48.099)
Transferencias del personal	(29.561)
Saldo al 31 de marzo de 2024	23.263.341

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales de las operaciones al 31 de marzo de 2024 y 2023 son los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	(64.417)	(79.995)
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	(285.820)	(310.677)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	(350.237)	(390.672)
Ganancias (pérdidas) actuarial neta plan de beneficios definidos	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(350.237)	(390.672)

22.3. Otras revelaciones

- Hipótesis actuariales**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son las siguientes, al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos (Chile)	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Tasas de descuento utilizadas	5,31%	5,31%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%
Tasa de rotación esperada	6,30%	6,30%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- Sensibilización**

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 M\$1.303.824 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$1.383.719 en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos meses del año ascienden a \$2.872.068.

- Duración de los compromisos**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Distribución Chile corresponde a 6,9 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

miles de pesos chilenos - M\$

Años	M\$
1	2.872.068
2	2.379.466
3	2.395.715
4	2.513.606
5	2.155.466
6 a 10	9.775.697

23. Patrimonio

23.1. Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

23.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2020 el capital social de Enel Distribución Chile S.A. ascendía a la suma de M\$230.137.980 y estaba representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encontraban admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2000 y 1999. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$13.587, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$340.633.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enel Distribución Chile. Lo anterior significó una disminución del capital social y de la prima de emisión de M\$137.790.702 y M\$212.082, respectivamente.

Con fecha 1 de enero de 2021, se materializó la división de Enel Distribución Chile. Lo anterior significó una disminución del capital social y de la prima de emisión de M\$52.569.316 y M\$80.913, respectivamente, quedando el capital social y la prima de emisión en M\$177.568.664 y M\$273.307 respectivamente, representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

El Grupo durante el período terminado al 31 de marzo de 2024 y 2023, no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

23.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 25 de abril de 2023, se acordó distribuir un dividendo definitivo, (al que se le descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2023), que asciende a un total de \$6.638.018.110, equivalente a \$5,76846693809457 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°45 ascendente a \$4.428.557.358, que equivale a \$3,848435825234350 por acción. El pago será efectuado el día 19 de mayo de 2023.

En sesión de Directorio de Enel Distribución Chile S.A. celebrada el día 21 de noviembre de 2023, se acordó distribuir un dividendo provisorio de \$1.104797349125720 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2023, a pagarse a contar del día 19 de enero de 2024. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de la Sociedad al 30 de septiembre de 2023, determinadas con base a los estados financieros de la Sociedad a dicha fecha.

El detalle de los Dividendos pagados es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de Pago	Pagos por Acción	Monto Total M\$	Imputado al Ejercicio
44	Provisorio	20-01-2023	1,92003	2.209.461	2022
45	Div. Minino	19-05-2023	3,84844	4.428.562	2022
46	Provisorio	19-01-2024	1,10480	1.271.337	2023

23.2. Restricción a la disposición de fondos de la Subsidiaria

Al 31 de marzo de 2024, no existen restricciones a la disposición de fondos de su subsidiaria.

23.3. Gestión del capital

El objetivo de la Compañía 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.

23.4. Otras Reservas

Al 31 de marzo de 2024 y 2023, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2024	Movimiento 2024	al 31.03.2024
Coberturas de flujo de caja	97.284	666.077	763.361
Otras reservas varias (*)	(267.822.706)	-	(267.822.706)
Total	(267.725.422)	666.077	(267.059.345)

miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2023	Movimiento 2023	al 31.03.2023
Coberturas de flujo de caja	(3.794.626)	997.452	(2.797.174)
Otras reservas varias (*)	(267.822.706)	-	(267.822.706)
Total	(271.617.332)	997.452	(270.619.880)

(*) A continuación se presenta el desglose de otras reservas varias:

miles de pesos chilenos - M\$		
Otras reservas varias	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Reserva por reestructuración societaria ("Spin-off") (1)	(286.345.743)	(286.345.743)
Reservas APV transición a NIIF (2)	(34.796.590)	(34.796.590)
Otras reservas varias (3)	53.319.627	53.319.627
Saldo Final	(267.822.706)	(267.822.706)

(1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Distribución Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Enel Américas, incluye los efectos por los impuestos en Perú que debió cancelar Enel Distribución Chile S.A. como consecuencia de esta operación.

(2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Distribución Chile S.A., se refieren fundamentalmente a:

- I. En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- II. Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común.

Cabe mencionar que si bien es cierto la Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Enel Chile S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

- **Reservas de cobertura:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota N°3.f.5).

(3) **Otras reservas varias en el patrimonio:** Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

- (I) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- (II) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "Adopción por primera vez").
- (III) Con fecha 1 de enero de 2021, se materializó la división de Enel Distribución Chile. Lo anterior significó una disminución de otras reservas varias por M\$44.868.244.
- (IV) Con fecha 4 de enero de 2021, la Compañía enajeno el derecho de comercialización de contratos de compra y venta de energía y potencia para suministro de clientes libres, a la sociedad relacionada Enel Generación Chile S.A. El valor de los derechos correspondientes a los flujos descontados del portfolio de contratos de compra y venta de energía a clientes libres, por un valor de M\$ 8.373.834 (el equivalente de MUS\$11.601), y su valor neto de impuesto M\$6.112.899.

23.5. Participaciones no controladoras

Las disminuciones e incrementos que se presentan en este epígrafe corresponden principalmente a las participaciones de no controladoras sobre los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos terminados el 31 de marzo de 2024 y 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Ingresos de actividades ordinarias	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Venta de energía	366.150.899	315.324.483
Venta de electricidad Residencial	183.335.885	160.785.364
Venta de electricidad Comercial	111.416.461	96.553.811
Venta de electricidad Industrial	28.155.122	24.652.889
Otros Consumidores (*)	43.243.431	33.332.419
Otras ventas	471.659	854.773
Ventas de productos y servicios	471.659	854.773
Otras prestaciones de servicios	7.163.785	10.549.946
Arriendo equipos de medida	986.716	896.551
Servicios de construcción de empalmes	2.587.152	2.627.845
Instalaciones específicas y redes	943.396	2.750.397
Alumbrado público	1.065.411	1.775.104
Otras prestaciones	1.581.110	2.500.049
Total Ingresos de actividades ordinarias	373.786.343	326.729.202

miles de pesos chilenos - M\$

Otros ingresos por naturaleza	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	896.468	1.437.755
Cancelación fuera de plazo de facturación	2.878	5.787
Recuperación deuda castigada	242.626	174.686
Ingresos por multas a proveedores	693.320	148.412
Compensación por daños y similares	96.695	-
Otros Ingresos	596.696	670.843
Total Otros ingresos	2.592.170	2.437.483

(*) Incluye peaje de clientes libres por contratos de Energía no suministrado por Enel Distribución Chile, por M\$13.689.083 y M\$9.900.278 al 31 de marzo de 2024 y 2023 respectivamente.

25. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Materias primas y consumibles utilizados	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Compras de energía	(311.786.416)	(266.041.660)
Costo por transmisión de energía	(12.799.407)	(12.146.475)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(6.435.415)	(8.243.684)
Total materias primas y consumibles utilizados	(331.021.238)	(286.431.819)

26. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Gastos por beneficios a los empleados	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Sueldos y salarios	(13.099.703)	(8.153.868)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(64.417)	(79.995)
Seguridad social y otras cargas sociales	(1.000.803)	(936.007)
Otros gastos de personal	(3.100)	(67.133)
Total gastos por beneficios a los empleados	(14.168.023)	(9.237.003)

27. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización, y de las pérdidas por deterioro por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023, es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Depreciaciones	(9.829.123)	(8.987.248)
Depreciación PPE	(9.621.820)	(8.809.974)
Derechos de uso	(207.303)	(177.274)
Amortización	(3.210.520)	(3.274.832)
Subtotal	(13.039.643)	(12.262.080)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por Deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con Niif 9.	(4.313.081)	(5.449.645)
Total	(17.352.724)	(17.711.725)

28. Otros gastos por naturaleza

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por los períodos terminados el 31 de marzo de 2024 y 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Otros gastos por naturaleza	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(10.796.996)	(8.401.348)
Gastos administrativos	(532.829)	(827.081)
Reparaciones y conservación	(3.390.952)	(4.568.403)
Indemnizaciones y multas	-	(234)
Tributos y tasas	(293.653)	(166.287)
Primas de seguros	(55.713)	(67.474)
Arrendamientos y cánones	(620.094)	(622.973)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(89.326)	(105.326)
Gastos de viajes	(8.242)	(10.834)
Gastos de medioambiente	(346.358)	(778.010)
Otros suministros y servicios	(461.988)	(446.955)
Total Otros gastos por naturaleza	(16.596.151)	(15.994.925)

29. Resultado financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 31 de marzo de 2024 y 2023 es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

Ingresos financieros	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Efectivo y otros medios equivalentes	79.804	927.749
Otros Ingresos financieros	930.854	861.758
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	6.075.631	4.633.686
Intereses por leasing	334.578	321.793
Intereses precio de estabilización a clientes regulados (PEC) (*)	1.705.915	1.332.380
Total Ingresos Financieros	9.126.782	8.077.366

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Préstamos bancarios	-	(256)
Gasto por beneficio post empleo	(285.820)	(310.677)
Gastos financieros empresas relacionadas	(8.861.746)	(9.181.119)
Gasto financiero empresas relacionadas (PEC) (*)	(760.987)	(594.342)
Costos financieros de estabilización a clientes regulados (PEC) (*)	(944.927)	(738.038)
Otros costos financieros	(2.063.303)	(2.931.693)
Total	(12.916.783)	(13.756.125)
Resultado por unidades de reajuste	428.075	2.546.707
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(2.914.237)	427.318
Total Costos Financieros	(15.402.945)	(10.782.100)
Total Resultado Financiero	(6.276.163)	(2.704.734)

(*) Corresponde a ingresos y costos financieros originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica (PEC), para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 y la Ley N°21.472 (ver Nota N°8).

Los orígenes de los efectos en resultados por aplicación de unidades de reajuste y ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera son los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$		
Resultado por Unidades de Reajuste	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	425.684	2.668.551
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	4.367
Otros activos no financieros	10.795	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	134.444	(23.018)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(8.939)	17.408
Otras provisiones	(52.929)	(120.601)
Otros pasivos no financieros	(80.980)	-
Total resultado por unidad de reajuste	428.075	2.546.707

miles de pesos chilenos - M\$		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	al 31.03.2024	al 31.03.2023
Efectivo y equivalentes al efectivo	(405.878)	(48.602)
Otros activos financieros	5.315.687	7.572
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	42.015.372	(38.215.311)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(397.140)	(9.929.777)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corriente	(49.442.278)	48.613.436
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar No corriente (PEC)(*)	41.104.017	(25.271.228)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar No corriente (PEC)(*)	(22.742.184)	13.981.872
Cuentas por pagar a empresas relacionadas No corriente (PEC)(*)	(18.361.833)	11.289.356
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar No corriente (PEC 2)(*)	735.857	(12.887.867)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar No corriente (PEC 2)(*)	(735.857)	12.887.867
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(2.914.237)	427.318

(*) Corresponde a diferencia de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar y pagar originadas por mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 y Ley N°21.472 (ver Nota N°8).

30. Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en los estados de resultados integrales consolidados, así como también se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidado, al 31 de marzo de 2024 y 2023:

miles de pesos chilenos - M\$		
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	al 31.03.2024	al 31.03.2023
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	246.357	368.921
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	246.357	368.921
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.213.390	2.502.081
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	2.213.390	2.502.081
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	2.459.747	2.871.002

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando, la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando, la Tasa Efectiva

miles de pesos chilenos - M\$				
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	al 31.03.2024	Tasa	al 31.03.2023
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		(4.144.691)		(1.683.626)
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	1.119.067	(27,00%)	454.580
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(0,61%)	25.296	(33,61%)	565.901
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	4,27%	(176.774)	14,77%	(248.658)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(36,00%)	1.492.158	(124,68%)	2.099.179
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(32,35%)	1.340.680	(143,52%)	2.416.422
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(59,35%)	2.459.747	(170,52%)	2.871.002

31. Garantías obtenidas de terceros y otros compromisos

Al 31 de marzo de 2024 Enel Distribución Chile S.A. tiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$9.092.322.571 (M\$9.118.322.372 al 31 de diciembre de 2023).

31.1. Litigios y arbitrajes

A la fecha de los estados financieros consolidados intermedios los litigios más relevantes de Enel Distribución Chile S.A. son los siguientes:

a) Juicios pendientes

a.1) Juicios de Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiaria

Hay los siguientes juicios pendientes y relevantes de Enel Distribución Chile S.A.

- 1.1. La Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios, CONADECUS, presenta demanda colectiva por vulneración del interés colectivo y difuso de los consumidores por inobservancia de la Ley N°19.496, cuya cuantía es indeterminada. El caso se encuentra en etapa de conciliación.
- 1.2. El Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC, presenta demanda en contra de Enel Distribución y Empresa Eléctrica Colina por los cortes de suministro ocurridos entre los días 29 de enero y 2 de febrero de 2021, cuya cuantía es indeterminada. La etapa de prueba se encuentra finalizada y queda pendiente la dictación de sentencia de primera instancia.
- 1.3. La Municipalidad de Recoleta presenta demanda en juicio ejecutivo en contra de Enel Distribución en virtud de lo dispuesto en la Ordenanza N°75 del año 2021, sobre "Derechos Municipales para la comuna de Recoleta", por la suma de M\$2.344.896. Etapa de discusión.
- 1.4. El Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC, presenta demanda en contra de Enel Distribución por supuestas infracciones relativas a la contratación de seguros, cuya cuantía es indeterminada. El asunto se encuentra a la espera de la sentencia de primera instancia.

En relación con los litigios anteriormente descritos, el Grupo no ha constituido provisiones al 31 de marzo de 2024 (ver Nota N°21). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritos 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.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

32. Dotación

La dotación de Enel Distribución Chile al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Cantidad de trabajadores:

País	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Chile	582	588
Total	582	588
Promedio	580	588

33. Sanciones

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados intermedios las sanciones son las siguientes:

a. Directores o administradores

Al 31 de marzo de 2024, los directores o Administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, o de otras autoridades administrativas.

b. Enel Distribución Chile S.A. y Subsidiaria

A la fecha de presentación de los estados financieros consolidados Intermedios, las sanciones son las siguientes:

Mediante Resolución exenta N°10.921 de fecha 21 de febrero de 2022, la SEC aplicó a Enel Distribución una multa equivalente a 39.261 UTM (M\$2.543.838), por estimar que no ha dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 4-1 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, en relación con los Artículos 145° y 222°, letra h), del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, a su vez, en relación a los artículos 72-14° y 130° de la Ley General de Servicios Eléctricos, lo que se desprende de la información aportada por la empresa en el proceso denominado "Interrupciones 2018". En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó recurso de reposición (pendiente de resolución).

En relación con las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por M\$2.543.838 al 31 de marzo de 2024 (ver Nota N°21). 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.

34. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los períodos al 31 de marzo de 2024 y 2023 son los siguientes:

miles de pesos chilenos - M\$

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31 de marzo de 2024					Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
			Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro			
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de media y baja tensión	En proceso	346.358	-	346.358	1.579.123	31-12-2024	1.925.481	
PROYECTO NORMALIZACIÓN SEC (CAPEX)	Proyecto Interacción de Redes Subterráneas entre Enel y Metrogas	En proceso	-	-	-	367.200	31-12-2024	367.200	
Periodo al 31 de marzo de 2024			346.358	-	346.358	1.946.323		2.292.681	

miles de pesos chilenos - M\$

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31 de marzo de 2023					Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
			Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro			
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanías de la red de media y baja tensión	En proceso	162.978	-	162.978	-	-	162.978	
MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo trafos subterráneos por Norma Técnica (PCB)	En proceso	230.606	-	230.606	-	-	230.606	
PROYECTO NORMALIZACIÓN SEC (CAPEX)	Proyecto Interacción de Redes Subterráneas entre Enel y Metrogas	En proceso	384.426	-	384.426	-	-	384.426	
Periodo al 31 de marzo de 2023			778.010	-	778.010	-		778.010	

35. Estados financieros de las sociedades subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras entidades subsidiarias, consolidadas al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

miles de pesos chilenos - M\$

		al 31.03.2024																		
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de Impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Generación (Pérdida)	Otro resultado Integral	Resultado Integral total		
ENEL COLINA S.A.	Individual	12.755.504	13.384.542	26.140.046	10.809.171	27.511	15.303.364	26.140.046	4.047.803	(3.173.709)	874.094	518.613	415.177	140.126	555.303	(131.226)	424.077	-	424.077	

miles de pesos chilenos - M\$

		al 31.12.2023																		
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de Impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Generación (Pérdida)	Otro resultado Integral	Resultado Integral total		
ENEL COLINA S.A.	Individual	12.215.872	13.280.651	25.476.523	10.570.105	27.131	14.879.287	25.476.523	16.376.590	(13.108.229)	3.268.361	1.795.039	2.796.946	(810.781)	1.986.165	(332.565)	1.653.600	1.107	1.654.707	

36. Hechos posteriores

i. En Junta Ordinaria de Accionistas verificada el día 24 de abril de 2024 se designaron Directores de la Compañía a las siguientes personas:

- 1- Sr. Edoardo Marcenaro
- 2- Sra. Viviana Vitto
- 3- Sr. Emanuele Brandolini
- 4- Sr. Maurizio Morrica
- 5- Sr. Marco Fadda

ii. En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Distribución Chile S.A., celebrada el día 24 de abril de 2024, se acordó la distribución de un dividendo definitivo de \$4.200.841.967, monto equivalente al 30% de las utilidades líquidas del ejercicio 2023. A dicho dividendo definitivo habrá que descontar el monto del dividendo provisorio pagado en enero de 2024, por lo que el monto efectivo a repartir a los accionistas será de \$2.929.505.078, que representa un dividendo de \$2,545752799614330 por acción. El pago se hará el día 17 de mayo del 2024.

Entre el 1 de abril de 2024 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 Distribución Chile S.A.

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 31.03.2024			Participación al 31.12.2023			Domicilio social	Actividad
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.783.910-8	Enel Colina S.A.	Chile	Peso Chileno	99,9998%	0,0002%	100%	99,9998%	0,0002%	100%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de energía y Combustibles

Anexo N°2 información adicional Oficio Circular N°715 de 3 de febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A.

a) Estratificación de la cartera

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

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	369.921.326	14.409.080	7.906.897	9.413.729	4.523.861	5.395.522	4.648.481	4.956.735	6.721.251	56.768.013	484.664.895	903.516.680
Provisión de deterioro	(10.905.660)	(331.513)	(829.327)	(1.524.526)	(1.154.670)	(1.624.224)	(1.710.862)	(3.040.328)	(3.947.666)	(22.018.852)	(47.087.628)	(27.170.634)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	10.950.435	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.950.435	39.692.562
Provisión de deterioro	(35.041)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(35.041)	(127.016)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	33.239.981	-	-	-	-	-	-	-	-	12.103.455	45.343.436	224.109
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.103.455)	(12.103.455)	-
Total	403.171.041	14.077.567	7.077.570	7.889.203	3.369.191	3.771.298	2.937.619	1.916.407	2.773.585	34.749.161	481.732.642	916.135.701

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2023											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	365.151.001	17.557.774	11.988.844	8.087.928	6.229.485	6.521.331	6.141.825	5.252.696	4.847.776	75.718.628	507.497.288	773.027.225
Provisión de deterioro	(16.638.121)	(307.279)	(1.031.401)	(1.465.689)	(1.615.019)	(2.028.498)	(2.358.573)	(3.157.072)	(3.049.594)	(27.554.250)	(59.205.496)	(12.073.220)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	10.781.436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.781.436	41.586.824
Provisión de deterioro	(34.806)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(34.806)	(134.257)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	35.857.640	-	-	-	-	-	-	-	-	11.429.594	47.287.234	219.134
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.429.594)	(11.429.594)	-
Total	395.117.150	17.250.495	10.957.443	6.622.239	4.614.466	4.492.833	3.783.252	2.095.624	1.798.182	48.164.378	494.896.062	802.625.706

Por tipo de cartera:

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024						al 31.12.2023					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
		M\$		M\$		M\$		M\$		M\$		M\$
Al día	1.420.202	323.196.418	124.422	950.241.588	1.544.624	1.273.438.006	1.432.348	308.672.165	38.745	829.506.061	1.471.093	1.138.178.226
Entre 1 y 30 días	6.263	13.608.239	128	800.841	6.391	14.409.080	6.130	16.230.857	1.025	1.326.917	7.155	17.557.774
Entre 31 y 60 días	1.853	7.440.234	38	466.663	1.891	7.906.897	29.369	11.263.600	1.425	725.244	30.794	11.988.844
Entre 61 y 90 días	24.639	8.996.481	1.868	417.248	26.507	9.413.729	39.920	7.649.178	1.729	438.750	41.649	8.087.928
Entre 91 y 120 días	27.352	4.226.329	2.046	297.532	29.398	4.523.861	33.013	5.891.964	1.502	337.521	34.515	6.229.485
Entre 121 y 150 días	40.478	5.077.374	3.235	318.148	43.713	5.395.522	32.103	6.243.789	1.246	277.542	33.349	6.521.331
Entre 151 y 180 días	30.188	4.384.375	2.451	264.106	32.639	4.648.481	185	5.886.076	856	255.749	1.041	6.141.825
Entre 181 y 210 días	111	4.697.327	2	259.408	113	4.956.735	391	5.050.427	953	202.269	1.344	5.252.696
Entre 211 y 250 días	352	6.426.794	2	294.457	354	6.721.251	650	4.566.233	917	281.543	1.567	4.847.776
Superior a 251 días	374.962	53.863.617	60.751	2.904.396	435.713	56.768.013	441.648	73.241.189	152.571	2.477.439	594.219	75.718.628
Total	1.926.400	431.917.188	194.943	956.264.387	2.121.343	1.388.181.575	2.015.757	444.695.478	200.969	835.829.035	2.216.726	1.280.524.513

a) Cartera protestada y en cobranza judicial

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Número de clientes	Monto	Número de clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	-	-	-	-
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	1.643	7.106.036	1.702	7.853.447
Total	1.643	7.106.036	1.702	7.853.447

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

b) Provisiones y castigos

miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones y castigos	al 31.03.2024	al 31.12.2023
Provisión cartera no repactada	329.815	7.519.857
Provisión cartera repactada	3.986.364	3.732.486
Total	4.316.179	11.252.343

c) Número y monto de operaciones

		al 31.03.2024		al 31.12.2023	
		Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:					
Número de operaciones	N°	89.113	89.113	19.945	48.483
Monto de las operaciones	M\$	4.316.179	4.316.179	11.252.343	11.252.343
Total		4.316.179	4.316.179	11.252.343	11.252.343

Anexo N°3 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A.

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

miles de pesos chilenos - M\$

al 31.03.2024					
ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Total
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	1.883.556	55.603	11.667	1.950.826
Otros activos financieros corrientes	-	23.921	1.045.697	-	1.069.618
Otros activos no financieros corrientes	-	5.238.573	-	-	5.238.573
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	2.148.107	479.484.510	100.025	-	481.732.642
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	1.713.252	1.177.878	878.336	3.769.466
Inventarios corrientes	-	5.729.574	-	-	5.729.574
Activos por impuestos corrientes	-	1.895.358	-	-	1.895.358
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	2.148.107	495.968.744	2.379.203	890.003	501.386.057
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.953.515	-	-	3.953.515
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	4.017.363	384.156.796	527.961.542	-	916.135.701
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	75.886.720	-	-	75.886.720
Plusvalía	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Propiedades, Planta y Equipo	-	950.209.413	-	-	950.209.413
Activos por derecho de uso	-	2.355.913	-	-	2.355.913
Activos por impuestos diferidos	-	37.488.358	-	-	37.488.358
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	4.017.363	1.456.291.193	527.961.542	-	1.988.270.098
TOTAL ACTIVOS	6.165.470	1.952.259.937	530.340.745	890.003	2.489.656.155

miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2023					
ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Total
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	2.835.738	94.280	10.677	2.940.695
Otros activos financieros corrientes	-	23.920	1.096.258	-	1.120.178
Otros activos no financieros corrientes	-	4.807.040	-	-	4.807.040
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	2.106.884	492.700.281	88.897	-	494.896.062
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	23.071.321	1.077.344	803.764	24.952.429
Inventarios corrientes	-	5.724.742	-	-	5.724.742
Activos por impuestos corrientes	-	1.895.358	-	-	1.895.358
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	2.106.884	531.058.400	2.356.779	814.441	536.336.504
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos financieros no corrientes	-	3.953.515	-	-	3.953.515
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	4.208.355	340.845.632	457.571.719	-	802.625.706
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	77.195.083	-	-	77.195.083
Plusvalía	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Propiedades, Planta y Equipo	-	925.450.961	-	-	925.450.961
Activos por derecho de uso	-	2.447.477	-	-	2.447.477
Activos por impuestos diferidos	-	35.274.968	-	-	35.274.968
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	4.208.355	1.387.408.114	457.571.719	-	1.849.188.188
TOTAL ACTIVOS	6.315.239	1.918.466.514	459.928.498	814.441	2.385.524.692

Detalle de pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 31.03.2024				
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Euro	Dólar Estadounidense	Total
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-
Pasivos por arrendamientos corrientes	901.570	99.719	-	344.075	1.345.364
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	3.121.337	278.117.653	1.641.504	7.544.357	290.424.851
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	233.816.242	36.781.034	94.495	270.691.771
Otras provisiones corrientes	-	180.851	-	-	180.851
Otros pasivos no financieros corrientes	-	11.282.304	-	-	11.282.304
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	4.022.907	523.496.769	38.422.538	7.982.927	573.925.141
PASIVOS NO CORRIENTES					
Pasivos por arrendamientos no corrientes	673.763	18.826	-	1.123.522	1.816.111
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	328.028.436	-	354.556.583	682.585.019
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	329.000.000	-	173.110.115	502.110.115
Otras provisiones no corrientes	-	7.033.943	-	-	7.033.943
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	23.263.341	-	-	23.263.341
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	903.529	-	-	903.529
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	673.763	688.248.075	-	528.790.220	1.217.712.058
TOTAL PASIVOS	4.696.670	1.211.744.844	38.422.538	536.773.147	1.791.637.199

miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 31.12.2023				
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Euro	Dólar Estadounidense	Total
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	962.993	962.993
Pasivos por arrendamientos corrientes	868.442	99.719	-	327.729	1.295.890
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	2.892.264	278.387.412	1.915.144	12.529.214	295.724.034
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	216.018.279	48.991.076	86.671	265.096.026
Otras provisiones corrientes	-	180.851	-	-	180.851
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	12.741.159	-	-	12.741.159
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	3.760.706	507.427.420	50.906.220	13.906.607	576.000.953
PASIVOS NO CORRIENTES					
Pasivos por arrendamientos no corrientes	803.047	18.825	-	1.115.232	1.937.104
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	291.772.302	-	303.294.247	595.066.549
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	329.000.000	-	153.987.295	482.987.295
Otras provisiones no corrientes	-	6.572.028	-	-	6.572.028
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	22.990.764	-	-	22.990.764
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	932.176	-	-	932.176
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	803.047	651.286.095	-	458.396.774	1.110.485.916
TOTAL PASIVOS	4.563.753	1.158.713.515	50.906.220	472.303.381	1.686.486.869

Anexo N°4 Deudores comerciales

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile S.A. La composición de los Deudores Comerciales al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024											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 a 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días		
Deudores Comerciales	369.921.326	14.409.080	7.906.897	9.413.729	4.523.861	5.395.522	4.648.481	4.956.735	6.721.251	13.626.826	43.141.187	484.664.895	903.516.680
- Clientes Masivos	345.205.614	11.056.763	5.186.131	5.352.732	3.763.954	4.190.061	3.907.321	4.176.099	5.029.984	11.657.195	24.220.844	423.746.698	894.145.732
- Grandes Clientes	15.173.349	1.419.997	1.756.419	3.292.880	440.329	658.685	343.504	334.525	367.556	454.347	7.648.384	31.889.975	6.416.408
- Clientes Institucionales	9.542.363	1.932.320	964.347	768.117	319.578	546.776	397.656	446.111	1.323.711	1.515.284	11.271.959	29.028.222	2.954.540
Provisión Deterioro	(10.905.660)	(331.513)	(829.327)	(1.524.526)	(1.154.670)	(1.624.224)	(1.710.862)	(3.040.328)	(3.947.666)	(8.455.056)	(13.563.796)	(47.087.628)	(27.170.634)
Total	359.015.666	14.077.567	7.077.570	7.889.203	3.369.191	3.771.298	2.937.619	1.916.407	2.773.585	5.171.770	29.577.391	437.577.267	876.346.046
Servicios no facturados	333.697.625	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	333.697.625	-
Servicios facturados	36.223.701	14.409.080	7.906.897	9.413.729	4.523.861	5.395.522	4.648.481	4.956.735	6.721.251	13.626.826	43.141.187	150.967.270	903.516.680
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	369.921.326	14.409.080	7.906.897	9.413.729	4.523.861	5.395.522	4.648.481	4.956.735	6.721.251	13.626.826	43.141.187	484.664.895	903.516.680
Total Provisión Deterioro	(10.905.660)	(331.513)	(829.327)	(1.524.526)	(1.154.670)	(1.624.224)	(1.710.862)	(3.040.328)	(3.947.666)	(8.455.056)	(13.563.796)	(47.087.628)	(27.170.634)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	359.015.666	14.077.567	7.077.570	7.889.203	3.369.191	3.771.298	2.937.619	1.916.407	2.773.585	5.171.770	29.577.391	437.577.267	876.346.046

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2023											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 a 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días		
Deudores Comerciales	365.151.001	17.557.774	11.988.844	8.087.928	6.229.485	6.521.331	6.141.825	5.252.696	4.847.776	12.211.928	63.506.700	507.497.288	773.027.225
- Clientes Masivos	330.272.371	11.750.890	7.884.959	6.413.581	5.271.425	5.239.532	5.366.482	4.095.043	4.077.557	10.072.219	43.191.468	433.635.527	767.893.506
- Grandes Clientes	20.856.819	3.430.853	1.777.236	583.180	465.211	320.367	63.668	143.118	78.772	479.814	7.900.893	36.099.931	3.515.123
- Clientes Institucionales	14.021.811	2.376.031	2.326.649	1.091.167	492.849	961.432	711.675	1.014.535	691.447	1.659.895	12.414.339	37.761.830	1.618.596
Provisión Deterioro	(16.638.121)	(307.279)	(1.031.401)	(1.465.689)	(1.615.019)	(2.028.498)	(2.358.573)	(3.157.072)	(3.049.594)	(7.489.102)	(20.065.148)	(59.205.496)	(12.073.220)
Total	348.512.880	17.250.495	10.957.443	6.622.239	4.614.466	4.492.833	3.783.252	2.095.624	1.798.182	4.722.826	43.441.552	448.291.792	760.954.005
Servicios no facturados	313.061.136	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	313.061.136	744.470.323
Servicios facturados	52.089.865	17.557.774	11.988.844	8.087.928	6.229.485	6.521.331	6.141.825	5.252.696	4.847.776	12.211.928	63.506.700	194.436.152	28.556.902
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	365.151.001	17.557.774	11.988.844	8.087.928	6.229.485	6.521.331	6.141.825	5.252.696	4.847.776	12.211.928	63.506.700	507.497.288	773.027.225
Total Provisión Deterioro	(16.638.121)	(307.279)	(1.031.401)	(1.465.689)	(1.615.019)	(2.028.498)	(2.358.573)	(3.157.072)	(3.049.594)	(7.489.102)	(20.065.148)	(59.205.496)	(12.073.220)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	348.512.880	17.250.495	10.957.443	6.622.239	4.614.466	4.492.833	3.783.252	2.095.624	1.798.182	4.722.826	43.441.552	448.291.792	760.954.005

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 225 letra k) de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en DFL N°4 del Ministerio de Economía, usuario o consumidor final es el “que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo”. Producto de esto nuestra base clientes sólo responde a una agrupación de gestión, según la siguiente clasificación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

miles de pesos chilenos - M\$

al 31.03.2024

	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	321.940.122	13.608.239	7.440.234	8.996.481	4.226.329	5.077.374	4.384.375	4.697.327	6.426.794	53.863.617	430.660.892	1.256.296
- Clientes Masivos	301.252.153	10.265.107	4.722.866	4.944.429	3.468.913	3.874.068	3.644.050	3.917.345	4.736.683	33.308.676	374.134.290	1.016.931
- Grandes Clientes	14.521.959	1.412.170	1.753.560	3.284.578	438.373	656.915	343.053	334.525	366.654	8.102.731	31.214.518	239.365
- Clientes Institucionales	6.166.010	1.930.962	963.808	767.474	319.043	546.391	397.272	445.457	1.323.457	12.452.210	25.312.084	-
número de Clientes no repactados	1.415.543	6.263	1.853	24.639	27.352	40.478	30.188	111	352	374.962	1.921.741	4.659
Cartera repactada	47.981.204	800.841	466.663	417.248	297.532	318.148	264.106	259.408	294.457	2.904.396	54.004.003	902.260.384
- Clientes Masivos	43.953.461	791.656	463.264	408.304	295.041	315.992	263.270	258.754	293.301	2.569.362	49.612.405	893.128.802
- Grandes Clientes	651.390	7.827	2.860	8.301	1.956	1.771	451	-	902	-	675.458	6.177.042
- Clientes Institucionales	3.376.353	1.358	539	643	535	385	385	654	254	335.034	3.716.140	2.954.540
número de Clientes repactados	97.383	128	38	1.868	2.046	3.235	2.451	2	2	60.751	167.904	27.039
Total cartera bruta	369.921.326	14.409.080	7.906.897	9.413.729	4.523.861	5.395.522	4.648.481	4.956.735	6.721.251	56.768.013	484.664.895	903.516.680

miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2023

	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	307.693.458	16.230.857	11.263.600	7.649.178	5.891.964	6.243.789	5.886.076	5.050.427	4.566.233	73.241.189	443.716.771	978.707
- Clientes Masivos	277.448.414	10.860.988	7.309.870	5.976.476	4.937.994	4.965.399	5.112.716	3.892.995	3.796.467	51.121.049	375.422.368	847.575
- Grandes Clientes	19.546.310	3.418.154	1.766.205	582.003	461.826	317.234	61.937	143.118	78.772	8.380.707	34.756.266	131.132
- Clientes Institucionales	10.698.734	1.951.715	2.187.525	1.090.699	492.144	961.156	711.423	1.014.314	690.994	13.739.433	33.538.137	-
número de Clientes no repactados	1.428.629	6.130	29.369	39.920	33.013	32.103	185	391	650	441.648	2.012.038	3.719
Cartera repactada	57.457.543	1.326.917	725.244	438.750	337.521	277.542	255.749	202.269	281.543	2.477.439	63.780.517	772.048.518
- Clientes Masivos	52.823.957	889.902	575.090	437.104	333.432	274.132	253.765	202.048	281.090	2.142.639	58.213.159	767.045.931
- Grandes Clientes	1.310.509	12.699	11.031	1.177	3.384	3.134	1.732	-	-	-	1.343.666	3.383.991
- Clientes Institucionales	3.323.077	424.316	139.123	469	705	276	252	221	453	334.800	4.223.692	1.618.596
número de Clientes repactados	7.744	1.025	1.425	1.729	1.502	1.246	856	953	917	152.571	169.968	31.001
Total cartera bruta	365.151.001	17.557.774	11.988.844	8.087.928	6.229.485	6.521.331	6.141.825	5.252.696	4.847.776	75.718.628	507.497.288	773.027.225

Anexo N°5 Detalle de vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Distribución Chile S.A.

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024				al 31.12.2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	3.869.833	137.826.545	142.388.728	284.085.106	1.790.582	182.795.062	100.074.960	284.660.604
Más de 365 días	-	-	682.585.019	682.585.019	-	-	595.066.549	595.066.549
Total	3.869.833	137.826.545	824.973.747	966.670.125	1.790.582	182.795.062	695.141.509	879.727.153

miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.03.2024				al 31.12.2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	-	-	824.973.747	824.973.747	-	-	695.141.509	695.141.509
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	137.826.545	-	137.826.545	-	182.795.062	-	182.795.062
Cuentas por pagar por compra de activos	3.869.833	-	-	3.869.833	1.790.582	-	-	1.790.582
Total	3.869.833	137.826.545	824.973.747	966.670.125	1.790.582	182.795.062	695.141.509	879.727.153
Periodo promedio de pago cuentas al día	30	30	30		30	30	30	

Anexo N°6 Información adicional requerida por la Comisión para el Mercado Financiero de Chile

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Distribución Chile S.A.

ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

miles de pesos chilenos - M\$

BALANCE	al 31.03.2024		al 31.12.2023	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	1.403.596	-	1.224.332
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	204.780.727	-	257.658.994	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar No corrientes	886.607.222	-	701.842.865	-
Total Activo Estimado	1.091.387.949	1.403.596	959.501.859	1.224.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	150.969.004	5.366	105.324.863	4.721
Cuentas por pagar a entidades relacionadas No corrientes	130.021.305	-	129.999.607	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	164.864.557	9.329.951	47.730.843	8.162.348
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar No corrientes	634.915.060	-	571.821.560	-
Total Pasivo Estimado	1.080.769.926	9.335.317	854.876.873	8.167.069

miles de pesos chilenos - M\$

RESULTADO	al 31.03.2024		al 31.03.2023	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta de Energía Relacionada	-	1.403.596	-	-
Venta de Energía Terceros	131.897.448	-	169.896.748	-
Total Venta de Energía	131.897.448	1.403.596	169.896.748	-
Compra de Energía Relacionada	30.451.425	5.366	88.881.329	7.835
Compra de Energía Terceros	107.705.934	8.929.891	80.058.924	7.112.622
Total Compra de Energía	138.157.359	8.935.257	168.940.253	7.120.457