



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al período terminado
al 30 de junio de 2024

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
Y SUBSIDIARIA

Miles de Pesos Chilenos - M\$

Informe de revisión del auditor independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Generación Chile S.A.

Resultados de la revisión de los estados financieros consolidados intermedios

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enel Generación Chile S.A. y Subsidiaria, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2024, los estados de resultados integrales consolidados intermedios por naturaleza por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, los estados de cambios en el patrimonio consolidados intermedios y de flujos de efectivo consolidados intermedios por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios (conjuntamente referidos como estados financieros consolidados intermedios).

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera realizarse a los mencionados estados financieros consolidados intermedios, para que estén de acuerdo con NIC 34, “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 28 de febrero de 2024, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 de Enel Generación Chile S.A. y Subsidiaria, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2023 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Base para los resultados de la revisión intermedia

Realizamos nuestra revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros consolidados intermedios. Una revisión de estados financieros consolidados intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Una revisión de estados financieros consolidados intermedios es sustancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros consolidados intermedios como un todo. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestra revisión se nos requiere ser independientes de Enel Generación Chile S.A. y Subsidiaria y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos pertinentes. Consideramos que los resultados de los procedimientos de revisión nos proporcionan una base razonable para nuestra conclusión.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración de Enel Generación Chile S.A. y Subsidiaria es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para que la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.



FIRMADO
DIGITALMENTE POR
LUIS ANTONIO
GONZÁLEZ ESTRADA.

Luis González Estrada

Forvis Mazars Auditores Consultores Ltda.

Santiago, 23 de julio de 2024

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados al 30 de junio de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	al 30.06.2024	al 31.12.2023
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	271.876	212.747.941
Otros activos financieros corrientes	6	48.999.133	55.631.054
Otros activos no financieros corrientes	7.a	45.525.930	46.926.164
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.301.824.471	867.836.232
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	9.1.a	117.060.431	464.391.028
Inventarios corrientes	10	34.860.104	31.903.884
Activos por impuestos corrientes	11	530.201	4.246.953
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		1.549.072.146	1.683.683.256
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		1.549.072.146	1.683.683.256
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	10.468.918	11.602.385
Otros activos no financieros no corrientes	7.a	181.962.991	181.574.647
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	3.506.295	3.108.510
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	9.1.a	164.305.142	151.270.275
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	25.052.806	19.951.999
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	25.967.268	26.347.568
Plusvalía	14	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	15	2.597.000.669	2.507.226.479
Activos por derecho de uso	16	10.858.139	14.684.298
Activos por impuestos diferidos	17	8.926.474	9.978.323
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		3.052.909.058	2.950.604.840
TOTAL ACTIVOS		4.601.981.204	4.634.288.096

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados al 30 de junio de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

(En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.06.2024	al 31.12.2023
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	140.928.478	475.980.155
Otros pasivos no financieros corrientes	7.b	19.024.353	18.191.442
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	83.515	237.079
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	705.554.987	554.902.610
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9.1.b	340.366.805	238.656.903
Otras provisiones corrientes	23	26.326.529	22.054.047
Pasivos por impuestos corrientes	11	32.805.980	58.099.804
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		1.265.090.647	1.368.122.040
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	478.186.447	474.491.353
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.b	45.324.744	52.287.807
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19	823.205	837.295
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	2	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9.1.b	169.981.200	157.881.600
Otras provisiones no corrientes	23	152.561.594	169.899.126
Pasivo por impuestos diferidos	17	35.300.396	36.279.770
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.2.a	19.000.776	18.940.444
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		901.178.364	910.617.397
TOTAL PASIVOS		2.166.269.011	2.278.739.437
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	25.1.1	552.777.321	552.777.321
Ganancias acumuladas		1.982.632.701	1.891.844.542
Prima de emisión	25.1.1	85.511.492	85.511.492
Otras reservas	25.5	(199.232.739)	(186.337.400)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.421.688.775	2.343.795.955
Participaciones no controladoras	25.7	14.023.418	11.752.704
TOTAL PATRIMONIO		2.435.712.193	2.355.548.659
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.601.981.204	4.634.288.096

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2024	2023	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.588.214.837	1.594.644.646	845.303.705	682.936.228
Otros ingresos, por naturaleza	26	25.374.578	74.458.541	12.051.479	28.609.262
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		1.613.589.415	1.669.103.187	857.355.184	711.545.490
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.202.791.513)	(1.453.269.465)	(646.196.816)	(723.073.428)
Margen de Contribución		410.797.902	215.833.722	211.158.368	(11.527.938)
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.b.2	2.847.248	4.717.464	1.877.644	3.411.498
Gastos por beneficios a los empleados	28	(23.557.988)	(24.716.620)	(12.431.733)	(13.004.653)
Gasto por depreciación y amortización	29	(31.058.649)	(30.045.185)	(16.739.925)	(14.910.780)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	29	489.048	(279.296)	(223.052)	(75.489)
Otros gastos por naturaleza	30	(38.633.245)	(36.624.425)	(20.054.651)	(16.767.138)
Resultado de Explotación		320.884.316	128.885.660	163.586.651	(52.874.500)
Otras ganancias	31	233.792	4.533.059	233.792	(446.890)
Ingresos financieros	32	29.235.222	10.986.402	9.631.994	5.068.889
Costos financieros	32	(24.587.106)	(29.531.005)	(12.647.543)	(21.903.014)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12.1	3.283.155	5.084.671	2.125.203	5.425.484
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	32	(15.762.424)	11.796.748	(12.335.319)	(16.105.882)
Resultado por unidades de reajuste	32	13.726.308	4.073.045	1.194.262	4.684.745
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		327.013.263	135.828.580	151.789.040	(76.151.168)
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(78.223.719)	(21.844.419)	(38.885.087)	30.985.008
GANANCIA (PÉRDIDA)		248.789.544	113.984.161	112.903.953	(45.166.160)
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		242.513.297	108.830.479	109.641.754	(47.946.578)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.7	6.276.247	5.153.682	3.262.199	2.780.418
GANANCIA (PÉRDIDA)		248.789.544	113.984.161	112.903.953	(45.166.160)
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	30	13,27	13	(5,85)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	30	13,27	13	(5,85)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2024	2023	2024	2023
Ganancia (Pérdida)		248.789.544	113.984.161	112.903.953	(45.166.160)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		4.699.761	3.182.849	1.914.109	1.708.708
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(43)	(56)	(1)	(4)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(51.549.154)	(25.319.127)	59.426.862	44.378.629
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		24.087.925	21.690.188	13.608.867	10.945.364
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio		(22.761.511)	(446.146)	74.949.837	57.032.697
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(22.761.511)	(446.146)	74.949.837	57.032.697
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		7.414.532	979.814	(19.719.647)	(10.846.826)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		12	16	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio		7.414.544	979.830	(19.719.647)	(10.846.826)
Total otro resultado integral		(15.346.967)	533.684	55.230.190	46.185.871
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		233.442.577	114.517.845	168.134.143	1.019.711
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		227.166.330	109.364.163	164.871.944	(1.760.707)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		6.276.247	5.153.682	3.262.199	2.780.418
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		233.442.577	114.517.845	168.134.143	1.019.711

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado (1)	Prima de Emisión (2)	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias (3)	Total Otras reservas (4)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (5)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	552.777.321	85.511.492	2.533.191	(84.814.832)	-	(1.018)	(22.786.348)	(105.069.007)	1.538.165.061	2.071.384.867	12.838.832	2.084.223.699
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	108.830.479	108.830.479	5.153.682	113.984.161
Otro resultado integral	-	-	3.182.849	(2.649.125)	-	(44)	4	533.684	-	533.684	-	533.684
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.364.163	5.153.682	114.517.845
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.091.658)	(5.091.658)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	168.423	168.423	-	168.423	(3)	168.420
Total de cambios en patrimonio	-	-	3.182.849	(2.649.125)	-	(44)	168.427	702.107	108.830.479	109.532.586	62.021	109.594.607
Saldo final al 30.06.2023	552.777.321	85.511.492	5.716.040	(87.463.957)	-	(1.062)	(22.617.921)	(104.366.900)	1.646.995.540	2.180.917.453	12.900.853	2.193.818.306
Saldo inicial al 01.01.2024	552.777.321	85.511.492	12.302.208	(183.293.580)	-	(1.050)	(15.344.978)	(186.337.400)	1.891.844.542	2.343.795.955	11.752.704	2.355.548.659
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	242.513.297	242.513.297	6.276.247	248.789.544
Otro resultado integral	-	-	4.699.761	(20.046.697)	-	(31)	-	(15.346.967)	-	(15.346.967)	-	(15.346.967)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227.166.330	6.276.247	233.442.577
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(151.725.138)	(151.725.138)	(4.005.533)	(155.730.671)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	2.451.628	2.451.628	-	2.451.628	-	2.451.628
Total de cambios en patrimonio	-	-	4.699.761	(20.046.697)	-	(31)	2.451.628	(12.895.339)	90.788.159	77.892.820	2.270.714	80.163.534
Saldo final al 30.06.2024	552.777.321	85.511.492	17.001.969	(203.340.277)	-	(1.081)	(12.893.350)	(199.232.739)	1.982.632.701	2.421.688.775	14.023.418	2.435.712.193

- (1) Ver Nota 25.1
- (2) Ver Nota 25.1
- (3) Ver Nota 25.6
- (4) Ver Nota 25.5
- (5) Ver Nota 25.7

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios, Método Directo
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

		enero - junio	
	Nota	2024	2023
Estado de Flujo de Efectivo Método 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		1.801.605.592	2.083.350.524
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.450.859.398)	(1.820.755.316)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(21.130.136)	(22.889.416)
Otros pagos por actividades de operación		(60.262.941)	(63.907.040)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(94.883.532)	(2.761.431)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(237.920)	(1.807.111)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		174.231.665	171.230.210
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas	9.1.d	(697.138.435)	(1.181.836.862)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	27.820.393
Compras de propiedades, planta y equipo		(88.474.217)	(105.593.616)
Compras de activos intangibles		(468.816)	(641.066)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(205.054)	(1.635.810)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		848.088	1.150.190
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas	9.1.d	913.111.668	1.313.213.573
Dividendos recibidos		-	27.540
Intereses recibidos		11.658.093	8.452.319
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		139.331.327	60.956.661
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	273.777
Préstamos de entidades relacionadas	9.1.b	1.077.183.923	497.204.868
Pagos de préstamos		(406.759.465)	(20.379.456)
Pagos de pasivos por arrendamientos	5.c	(51.016)	(2.866.053)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	9.1.d	(858.943.460)	(497.204.868)
Dividendos pagados		(307.047.050)	(188.763.009)
Intereses pagados		(36.563.397)	(30.822.810)
Intereses pagados Bancarios	5.c	-	(13.454)
Intereses pagados Bonos	5.c	(25.743.697)	(23.502.173)
Intereses pagados a entidades relacionadas	5.c	(7.262.938)	(4.547.498)
Intereses pagados por derivados	5.c	(3.556.762)	(2.759.685)
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.028.272	3.076.405
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(531.152.193)	(239.481.146)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(217.589.201)	(7.294.275)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		5.113.136	6.413.574
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(212.476.065)	(880.701)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		212.747.941	15.129.529
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio		271.876	14.248.828

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
AL 30 DE JUNIO DEL 2024**

1. INFORMACIÓN GENERAL	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	17
2.4. SOCIEDADES SUBSIDIARIAS	18
2.5. ENTIDADES ASOCIADAS	19
2.6. ACUERDOS CONJUNTOS	19
2.7. PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN Y COMBINACIONES DE NEGOCIO	20
2.8. MONEDA FUNCIONAL	21
2.9. CONVERSIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA	21
3. POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS	23
A) PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	23
B) PLUSVALÍA	24
C) ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	25
c.1) <i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	25
c.2) <i>Otros activos intangibles</i>	25
D) DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS NO FINANCIEROS	25
E) ARRENDAMIENTOS	27
e.1) <i>Arrendatario</i>	27
e.2) <i>Arrendador</i>	28
F) INSTRUMENTOS FINANCIEROS	28
f.1) <i>Activos financieros no derivados</i>	29
f.2) <i>Efectivo y equivalentes al efectivo</i>	30
f.3) <i>Deterioro de valor de los activos financieros</i>	30
f.4) <i>Pasivos financieros excepto derivados</i>	31
f.5) <i>Derivados y operaciones de cobertura</i>	31
f.6) <i>Baja de activos y pasivos financieros</i>	32
f.7) <i>Compensación de activos y pasivos financieros</i>	33
f.8) <i>Contratos de garantías financieras</i>	33
G) MEDICIÓN DEL VALOR RAZONABLE	33
H) INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	34
I) INVENTARIOS	35
J) 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	35
K) ACCIONES PROPIAS EN CARTERA	36
L) PROVISIONES	36
l.1) <i>Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares</i>	36
M) CONVERSIÓN DE SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA	37
N) CLASIFICACIÓN DE SALDOS EN CORRIENTES Y NO CORRIENTES	37
O) IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS	37
P) RECONOCIMIENTO DE INGRESOS Y GASTOS	38
Q) GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN	39
R) DIVIDENDOS	40
S) ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	40
T) CRITERIOS DE SEGMENTACIÓN	40
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	42
A) MARCO REGULATORIO	42

B) TEMAS REGULATORIOS.....	44
C) REVISIONES TARIFARIAS Y PROCESOS DE SUMINISTRO	48
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	49
6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	50
7. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	50
A) OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	50
B) OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	50
8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	51
9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	56
9.1. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	56
A) CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS	56
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS	57
B) TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS Y SUS EFECTOS EN RESULTADOS:	57
C) TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS	58
D) FLUJOS FUTUROS DE DEUDA NO DESCONTADOS.....	58
9.2. DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.....	58
9.3. PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	60
9.4. RETRIBUCIÓN Y PLANES DE INCENTIVO AL PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.....	61
9.5. PLANES DE RETRIBUCIÓN VINCULADOS A LA COTIZACIÓN DE LA ACCIÓN	61
9.6. PROGRAMA DE UNIDADES DE ACCIONES RESTRINGIDAS	61
10. INVENTARIOS.....	61
11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	62
12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	63
12.1. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	63
12.2. INFORMACIÓN FINANCIERA ADICIONAL DE LAS INVERSIONES EN ASOCIADAS	63
12.3. RESTRICCIONES A LA DISPOSICIÓN DE FONDOS DE ASOCIADAS Y CONTROLES CONJUNTOS.....	64
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	64
14. PLUSVALÍA.....	65
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	66
A) PRINCIPALES INVERSIONES	66
B) COSTOS CAPITALIZADOS	67
C) OTRAS INFORMACIONES.....	67
16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO	69
17. IMPUESTOS DIFERIDOS	70
18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS	71
18.1. PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES	72
18.2. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO NO GARANTIZADAS	73
18.3. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO GARANTIZADAS	75
18.4. DEUDA DE COBERTURA	75
18.5. OTROS ASPECTOS	75
18.6. FLUJOS FUTUROS DE DEUDA NO DESCONTADOS.....	76
19. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	77
19.1 INDIVIDUALIZACIÓN DE PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	77
19.2 FLUJOS FUTUROS DE DEUDA NO DESCONTADOS.....	78
20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	79
20.1 RIESGO DE TASA DE INTERÉS	79

20.2	RIESGO DE TIPO DE CAMBIO	80
20.3	RIESGO DE COMMODITIES	80
20.4	RIESGO DE LIQUIDEZ	81
20.5	RIESGO DE CRÉDITO	81
20.6	MEDICIÓN DEL RIESGO	81
21.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS	82
21.1	CLASIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORÍA	82
21.2	INSTRUMENTOS DERIVADOS	83
21.3	JERARQUÍAS DEL VALOR RAZONABLE	84
22.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	85
23.	PROVISIONES	86
24.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	87
24.1	ASPECTOS GENERALES	87
24.2	APERTURAS, MOVIMIENTOS Y PRESENTACIÓN EN LOS ESTADOS FINANCIEROS	87
24.3	OTRAS REVELACIONES	88
25.	PATRIMONIO	89
25.1	PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DEL GRUPO	89
25.1.1	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO Y NÚMERO DE ACCIONES	89
25.1.2	DIVIDENDOS	89
25.2	RESERVAS POR DIFERENCIAS DE CAMBIO POR CONVERSIÓN	90
25.3	GESTIÓN DEL CAPITAL	90
25.4	RESTRICCIONES A LA DISPOSICIÓN DE FONDOS DE LA SUBSIDIARIA	90
25.5	OTRAS RESERVAS	90
25.6	OTRAS RESERVAS VARIAS:	91
25.7	PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	91
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	92
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	92
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	93
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO	93
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	93
31.	OTRAS GANANCIAS	94
32.	RESULTADO FINANCIERO	94
33.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS	95
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	96
34.1	GARANTÍAS DIRECTAS	96
34.2	GARANTÍAS INDIRECTAS	97
34.3	LITIGIOS Y ARBITRAJES	97
34.4	RESTRICCIONES FINANCIERAS	98
35.	DOTACIÓN	100
36.	SANCIONES	100
37.	MEDIO AMBIENTE	101
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA	102
39.	HECHOS POSTERIORES	103
	ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	104

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012	106
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES	108
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	110
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	111

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2024 (En miles de pesos chilenos – M\$)

1. INFORMACIÓN GENERAL

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

Enel Generación Chile S.A. es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Roger de Flor 2725, Torre 2, Las Condes, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (CMF), con el N°114. Además, estuvo registrada en la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (NYSE) desde 1994 hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual la Compañía solicitó ante la SEC el deslistamiento de los valores emitidos. A partir de esta fecha los American Depositary Shares emitidos por Enel Generación Chile dejaron de transarse en la NYSE. Con fecha 24 de febrero de 2021, la Sociedad ingresó ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (“SEC”) el Form 15F para desregistrar a la Sociedad voluntariamente de la Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el “Exchange Act”), y terminar con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F la Sociedad dejó de divulgar la memoria anual en Form 20 F y hechos materiales Form 6-Ks.

Enel Generación Chile S.A. es subsidiaria de Enel Chile S.A. (en adelante, “Enel Chile”), entidad que a su vez es controlada por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A. Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo durante dicho año. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N°91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 580 trabajadores al 30 de junio de 2024. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2024 fue de 579 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores (ver Nota 35).

Enel Generación Chile tiene como objeto principal explotar la producción, transporte y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas. Tiene también como objeto prestar servicios de consultoría y asesorías en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas para entidades relacionadas y terceros sean o no relacionados; adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar obras de infraestructura civiles o hidráulicas directamente relacionadas con concesiones de obras públicas; explotar los bienes que conforman su activo; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en el campo energético y en aquellas actividades o productos relacionados directamente con la energía; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en procesos industriales en que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos. Además, la sociedad puede invertir en bienes inmuebles y en activos financieros, títulos o valores mobiliarios, derechos en sociedades y documentos mercantiles en general, siempre y cuando se relacionen con el objeto social, pudiendo adquirirlos, administrarlos y enajenarlos. En el cumplimiento de su objetivo social, la sociedad puede actuar directamente o a través de sociedades subsidiarias o asociadas.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Generación Chile S.A., al 30 de junio de 2024, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de julio 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 Generación Chile y su subsidiaria al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio 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 el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo con excepción, de acuerdo a las Normas de Contabilidad 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 partir del 1 de enero de 2024

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Pasivo por Arrendamiento en una Venta con Arrendamiento Posterior</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda de largo plazo con Covenants</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: <i>Acuerdos de Financiación de Proveedores</i>	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 aplicarán 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 largo plazo con convenants”.

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

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

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

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

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 de 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: <i>Ausencia de Convertibilidad</i>	1 de enero de 2025
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: <i>Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2026
NIIF 18: <i>Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros</i>	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública - Revelaciones	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 modificaciones 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.

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 “Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros”

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a los requisitos de clasificación y medición de instrumentos financieros de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones responden a los comentarios de la “Revisión posterior a la implementación” de las Normas de Contabilidad de 2022 y aclaran los requisitos en áreas donde las partes interesadas han planteado inquietudes o donde han surgido nuevos problemas desde que se emitió la NIIF 9.

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

- liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico; y
- clasificación de los activos financieros, incluidos aquellos con características ASG (Ambiental, Social y Gobernanza).

El IASB también modificó los requisitos de divulgación relacionados con inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral y agregó requisitos de divulgación para instrumentos financieros con características contingentes que no se relacionan directamente con los riesgos y costos básicos de los préstamos.

Estas enmiendas son aplicables de forma retroactiva para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. 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.

NIF 18 “Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros”

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la transparencia y comparabilidad de la información sobre el desempeño financiero de las empresas, permitiendo así mejores decisiones de inversión. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIF 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. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.
- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado de resultados, denominadas “medidas de desempeño definidas por la administración”. Los nuevos requisitos mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.
- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

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 NIF 18 en los estados financieros consolidados del Grupo.

NIIF 19 “Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones”

El 9 de mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 Subsidiarias sin responsabilidad pública: Revelaciones, cuyo objetivo es permitir a las subsidiarias elegibles optar por utilizar las Normas de Contabilidad NIIF con revelaciones reducidas. La nueva Norma busca reducir los costos de preparación de los estados financieros de las entidades subsidiarias, manteniendo la utilidad de la información para sus usuarios.

Las subsidiarias son elegibles para aplicar la NIIF 19 si no tienen responsabilidad pública y su matriz aplica las Normas de Contabilidad NIIF en sus estados financieros consolidados. Una subsidiaria no tiene responsabilidad pública si no tiene acciones o deuda cotizadas en una bolsa de valores y no posee activos en calidad de fiduciaria para un amplio grupo de personas externas. Las entidades que eligen aplicar la NIIF 19 todavía deben aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad puede optar por aplicar la NIIF 19 para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que Enel Generación Chile no cumple con los criterios de elegibilidad.

2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

La información incluida en los estados financieros consolidados intermedios 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 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.p).

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 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 Notas 3.1.1 y 24).

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f y 21).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros consolidados y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- 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 Notas 4 y 8).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de la subsidiaria de Enel Generación Chile 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 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.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 3.e).

La 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 Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y solo sí, están presente 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 Generación Chile tiene poder sobre su subsidiaria 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 significativa los rendimientos de la subsidiaria.

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

La entidad subsidiaria se consolida por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

A continuación, se detalla la entidad en la cual Enel Generación Chile tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Saldo al 30 de junio de 2024			Saldo al 31 de diciembre de 2023		
				% Control			% Control		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%

2.5. Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

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

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

El detalle de las Sociedades que clasifican como asociadas, son los siguientes:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Saldo al 30 de junio de 2024			Saldo al 31 de diciembre de 2023		
				% Participación			% Participación		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%
Extranjera	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,08%	0,00%	0,08%	0,08%	0,00%	0,08%

2.6. Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y juntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Generación Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como un negocio conjunto u operación conjunta.

2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

La sociedad subsidiaria se consolida, 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 la sociedad subsidiaria 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.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una "prueba de concentración" que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de la sociedad subsidiaria, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el 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 presentada 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.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de la sociedad subsidiaria se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
4. Los cambios en la participación en la sociedad 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 pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

2.8. Moneda Funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Generación 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.

2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio promedio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).

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

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros consolidados de la sucursal argentina que posee el Grupo Enel Generación Chile han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados intermedios.

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

	Índice general de precios
Desde enero a diciembre de 2023	211,41%
Desde enero a junio de 2023	50,68%
Desde enero a junio de 2024	79,77%

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

3. POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el 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 de generación eléctrica o 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 periodos que se haya interrumpido el desarrollo de actividades para un activo apto, si estos periodos se extienden en el tiempo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Los cambios en la medición de dicha provisión, que se deriven de modificaciones en el monto o calendario estimado de los desembolsos futuros requeridos para cancelar la obligación, o cambios en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo según corresponda (ver Nota 23.b).

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.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las Propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo con los criterios detallados en la Nota 3.e.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 60
Planta y equipos	6 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 35
Vehículos de motor	5 – 10

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

Clases de Plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 65
Equipo electromecánico	10 – 45
Centrales de Ciclo combinado	10 – 25
Renovables	10 – 50
Instalaciones de Transporte de gas natural:	
Gasoductos	20

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

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 ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 2.7.1).

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 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. Al 30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 4.139.814, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

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) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

c.2) Otros activos intangibles

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

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida y, por lo tanto, no se amortizan.

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 UGE a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

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

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

Para estimar el valor en uso, 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 UGE utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector. 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 impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos 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 11,0%.

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.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la Compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el 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 tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y

mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la Compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2024, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar el test de deterioro al 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 consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y solo 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 el activo podría haber tenido (neto de amortización o 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, Enel Generación Chile 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 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 de 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

Enel Generación Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 3.h) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 3.j), 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 valorizados al costo amortizado en el Grupo son: cuentas por cobrar, préstamos y equivalentes de efectivo. 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 el 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 equivalentes al efectivo

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 de deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada 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 por cobrar comerciales, 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 consolidados 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 dentro del enfoque general, 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 Generación Chile y su subsidiaria.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo realiza principalmente una evaluación individual para la determinación de las pérdidas crediticias esperadas. Dado el contexto regulatorio y el tipo de negocio en que participa la Compañía, la Administración ha considerado que las cuentas por cobrar son individualmente significativas, y por lo tanto aplica un enfoque analítico a cada una de ellas. Para esta evaluación individual, la Probabilidad de Default (PD) se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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 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 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 tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo 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 integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los

resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinúa solo 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.

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

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

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

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

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 3.f.1).

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.

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, solo cuando:

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

Estos derechos solo 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.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por Enel Generación Chile y su subsidiaria a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver la Nota 3.1; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos (ver Nota 3.p).

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 observables.

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

- **Nivel 1:** Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.
- **Nivel 2:** Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros y pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg".

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

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 21.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con su subsidiaria, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte de Enel Generación Chile S.A. de reponer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

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

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

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

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

j) 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, plantas y equipos, 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 deben 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 los 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) procedente 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.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) 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 consolidados, 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.

l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Enel Generación Chile tiene 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 consolidados, 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".

m) 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.

Enel Generación Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado integral" netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) 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 período. 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.

o) Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

El gasto por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de Enel Generación Chile 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 en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los

créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en Subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Enel Generación Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no 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 solo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

p) 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 Generación 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 de acuerdo con las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

- Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros consolidados (ver Nota 2.3, Nota 26 y Anexo 2.2).
- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.
- Otros servicios: principalmente construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la Compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

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 éstas 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 independientes.

Enel Generación 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 de 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 30 de junio 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.

q) 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 del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuibles 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 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.

r) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

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

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

s) Estado de flujos de efectivo

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

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

t) 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 con lo establecido en NIIF 8 "Segmentos de Operación".

El negocio principal de Enel Generación Chile es la generación y venta de energía Eléctrica. Este negocio es desarrollado a través de un conjunto de centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y eólicas, cuya gestión económica, así como la toma de decisiones de operación se realiza como una cartera de generación única. La política comercial se optimiza considerando el portfolio de todas las centrales de manera de maximizar el margen variable y minimizar la volatilidad del negocio (hidrología, demanda, precios de combustibles, etc.) y por lo tanto no hay una asignación de contratos por central.

Las centrales generadoras del Grupo Enel Generación Chile operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional, en el cual la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otra parte, consistentemente con su política comercial, Enel Generación Chile realiza ofertas para las licitaciones de suministro regulado considerando todos los activos de generación del país de manera conjunta, siendo indivisible los contratos por cada unidad de generación. En consecuencia, no es aplicable una segmentación geográfica.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Generación 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.

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, 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 Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot. Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

Clientes Libres: que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con suministradores.

Empresas Distribuidoras: que entregan suministro a sus clientes regulados. Las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE.

Otras Empresas Generadoras: la relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

La Ley N°20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La versión actual de dicha ley establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

a.2 Segmento de Transmisión

La transmisión se divide en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales. Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional, Zonal, Polos de Desarrollo y las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de

inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad (mínimo 7% y máximo 10%, ambos después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Polos de Desarrollo corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como los interesados proponen anualmente obras de expansión. Por su parte, es la Comisión Nacional de Energía la encargada de elaborar anualmente un plan de expansión mediante Informes Técnicos, los cuales pueden ser observados y discrepados ante el Panel de Expertos.

a.3 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.

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 - 2024

(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 a 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, no podrán ser superiores 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 de

facturación que se produzcan generan una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$ 1.350 millones. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Cabe señalar que el límite del fondo fue alcanzado en enero de 2022.

(ii) Ley N°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 se publicó la Ley N°21.472 que 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. 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. Las resoluciones Exenta N°86, 14 de marzo de 2023 y la N°334, 09 de agosto de 2023, establecieron, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la Ley MPC.

Con motivo de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios establecido bajo la Ley MPC y las Resoluciones Exentas, la Tesorería General de la República, por delegación efectuada por el Ministerio de Hacienda y en representación del FET, 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 y del mencionado mecanismo de estabilización de precios de la energía y los intereses reconocidos en los referidos Documentos de Pago, en las fechas que en ellos se establezcan.

(iii) Ley N°21.667 – Modifica Diversos cuerpos Legales, en Materia de Estabilización Tarifaria

El día 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667 tiene cuatro ítems relevantes:

1. Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente a los costos reales del precio de la energía y potencia
2. Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
3. Se aumenta el fondo MPC en 5.500 millones de dólares, de los cuales 3.700 millones de dólares adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.
4. Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh–mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio de nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh–mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto correspondiente al segundo semestre 2024 y, a contar del decreto del primer semestre 2025 se les adicionará el cargo MPC.

(iv) Ley N°21.505 – Promueve el Almacenamiento de Energía y la Electromovilidad

El día 21 de noviembre de 2022 fue publicada la Ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica, a través de la remuneración de energía, potencia de suficiencia y servicios complementarios a los sistemas de almacenamiento de energía, y la electromovilidad a través de una rebaja transitoria en el permiso de circulación para los vehículos eléctricos. Se permitirán nuevos modelos de negocio para electromovilidad y la posibilidad de utilizar las baterías de los vehículos eléctricos a través de la prestación de servicios a la red. Adicionalmente se incorpora el concepto de proyecto de infraestructura de generación y consumo que habilita a los proyectos renovables más almacenamiento para retirar energía del sistema eléctrico y también inyectar los excedentes de energía.

(v) 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.

(vi) 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.

(vii) Ley N°21.455 – Marco de Cambio Climático

Con fecha 30 de mayo de 2022 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.455 Marco de Cambio Climático, la cual establece la carbononeutralidad del país, a más tardar al año 2050, y crea la Estrategia Climática de Largo Plazo, instrumento reconocido en el Acuerdo de París, que definirá el presupuesto nacional de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030 y 2050, y presupuestos sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030.

(viii) Proyecto de Ley “Transición Energética”

El día 10 de julio de 2023 el Ministerio de Energía ingresó al Senado el proyecto de Ley que establece a la transmisión como un habilitante de transición energética, reasigna los ingresos tarifarios extraordinarios a aquellas empresas suministradoras que presentan balances negativos y da un impulso al almacenamiento a través de una licitación de gran escala. El proyecto aún se encuentra en el Senado en etapa de discusión en su primer trámite constitucional.

(ix) Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

El día 9 de septiembre de 2020 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica que tiene como objetivo modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para introducir la figura del comercializador de energía. De esta manera se desacoplan todos los servicios que se pueden ofrecer a los clientes finales de la empresa distribuidora, con el objetivo de que ésta última se dedique exclusivamente a la operación de sus redes. Se contempla un período transitorio, que será definido mediante futuros decretos, para que consumidores regulados de ciertas zonas puedan ir gradualmente obteniendo la libertad de escoger a su comercializador. El principal punto a discutir en este proyecto de Ley trata respecto a la gradualidad de la liberalización del mercado por cuanto se podrían afectar los contratos regulados ya existentes.

(x) Proyecto de Ley Energías Renovables No Convencionales

El día 23 de noviembre de 2021 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional a través la promoción de la generación distribuida de pequeña escala, especialmente en proyectos de *net billing*, la creación de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía y el aumento de la cuota ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional, donde se establece una meta de producción anual de un 60% al 2030, para aquellos contratos que sean firmados posterior al 01 de enero de 2023, y un 40% por bloque horario, para aquellos contratos que sean firmados posterior al 01 de julio de 2023. El proyecto actualmente se encuentra bajo discusión parlamentaria en su segundo trámite constitucional.

(xi) Proyecto de Ley Hidrógeno Verde

El día 23 de noviembre de 2021 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que impulsa la producción y uso del hidrógeno verde en el país, estableciendo mezclas de hidrógeno en las redes de gas natural y la habilitación de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) para participar de su desarrollo. Se propone exigir a las concesionarias de distribución de gas de red, la participación hidrógeno verde en las redes de gas, lo que permite generar demanda local de hidrógeno verde y, al mismo tiempo, usar la infraestructura de gas existente y experiencia de la industria. Adicionalmente, el proyecto permitiría la utilización de otros gases como el biometano o el metano sintético, para cumplir con esa participación dentro de la mezcla con gas natural.

Reglamentos, Decretos y Normas Técnicas Publicadas 2019 - 2024

Reglamento de Servicios Complementarios: Con fecha 27 de marzo de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto Supremo 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 Supremo 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.

El Ministerio de Energía tiene contemplado introducir modificaciones a este Reglamento con el objetivo de habilitar a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento para realizar retiros de energía desde el Sistema Eléctrico Nacional para cargar su componente de almacenamiento y permitir a los propietarios de sistemas de almacenamiento de energía puros e híbridos definir los periodos de retiros de energía desde el SEN.

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.

Reglamento de Pequeños Medios de Generación: Con fecha 08 de octubre de 2020 el Ministerio de Energía publicó el Decreto Supremo N°88/2019 correspondiente al reglamento para medios de generación de pequeña escala, donde se establece que los pequeños medios de generación, denominados PMG cuando están conectados a sistemas de transmisión y PMGD cuando están conectados en zonas de distribución eléctrica, pueden acogerse a precios estabilizados de la energía y al autodepacho, además de los derechos y deberes a los que están sujetos estos medios de generación y las concesionarias de distribución eléctrica.

El Ministerio de Energía tiene contemplado introducir modificaciones a este Reglamento con el objetivo de que los medios de generación de pequeña escala puedan optar a operar con Autodespacho o bien sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, en cuyo caso deberá ser coordinado por medio de la empresa de distribución respectiva.

Nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia: El 5 de junio de 2024 el Ministerio de Energía publicó el Decreto Supremo N°70 que introduce modificaciones al actual Reglamento de Transferencias de Potencia:

- Se incorpora el reconocimiento de potencia a sistemas de almacenamiento híbridos y puros a través de una metodología transitoria por 10 años y una metodología permanente, donde la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento se determinará a partir del aporte a la curva de carga anual.
- Permitirá a los Sistemas de Almacenamiento de Energía que son parte de una central renovable con capacidad de almacenamiento retirar energía de la red para cargar su componente de almacenamiento.
- El Coordinador deberá llevar a cabo auditorías para la verificación de la disponibilidad de combustible de las unidades térmicas y de la disponibilidad efectiva de las instalaciones para efectos del cálculo del IFOR.
- Se introduce la obligación por parte del Coordinador de llevar un registro de insumo alternativo para aquellas centrales que cuentan con un insumo principal y uno alternativo.
- A los PMG y PMGD térmicos solo se le reconocerá el aporte a la suficiencia si estos se incorporan, de forma permanente, a la coordinación de la operación del Coordinador.

Borrador Reglamento Peajes de Distribución: El 05 de noviembre de 2021 el Ministerio de Energía emitió el borrador del reglamento de peajes de distribución establece el procedimiento para la fijación y aplicación de los peajes de distribución, el cual permite el acceso a las instalaciones de distribución a empresas generadoras que den suministro a Clientes Libres ubicados dentro de la zona de concesión.

Modificación a la Norma Técnica de GNL: Con fecha 13 de octubre de 2021 la Comisión Nacional de Energía, a través de la Resolución Exenta N°411, aprueba la modificación a la Norma Técnica para la programación de la operación de unidades que utilicen gas natural regasificado. Esta norma técnica le da la responsabilidad al Coordinador Eléctrico Nacional de realizar un Estudio de Proyección de Generación de Unidades GNL ("Estudio GNL"), el cual tendrá el objetivo de determinar los volúmenes máximos de GNL susceptibles de ser declarados en condición inflexible por cada Empresa GNL para el año calendario siguiente, acción que desincentiva a la compra adicional de GNL Regas por parte de las empresas que operan este tipo de unidades generadoras.

Norma Técnica de Coordinación y Operación: Con fecha 19 de junio de 2023 la Comisión Nacional de Energía, a través de la Resolución Exenta N°259, aprueba el capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, donde se introducen a nivel normativo las disposiciones que establecen cómo las empresas Coordinadas y que poseen medios de generación de energía eléctrica deben informar sus costos variables combustibles, costos variables no combustibles, costos de partida y de detención para ser considerados en la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Modificación a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión: El 08 de febrero de 2024, la Comisión Nacional de Energía publicó en el Diario Oficial la resolución exenta N°42, que aprueba modificaciones a la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Se incorporan disposiciones que buscan mejorar la elaboración de los estudios técnicos, la ejecución de obras adicionales, ajustes o adecuaciones, entre otras, para tener una mejor interacción entre los agentes del mercado.

Norma de Emisiones: En Chile rige la norma de emisión para centrales termoeléctricas (D.S. N°13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente) que establece límite a las emisiones al aire de Material Particulado (MP), óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente. La norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional y aplicable a unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt. Su cumplimiento es fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente. Los titulares de las fuentes emisoras deben presentar a la Superintendencia un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente, durante un año calendario.

Rebaja de límite de potencia para optar a ser cliente libre: El 13 de diciembre de 2023 el Ministerio Energía solicitó un pronunciamiento al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) sobre la rebaja del límite de potencia para optar a ser cliente libre a 300 kilowatts. Cabe señalar que la Ley establece que el límite de potencia para optar a ser cliente libre podrá ser rebajado por el Ministerio de Energía, previo a informe del TDLC. Proceso no contencioso se encuentra en curso en el TDLC.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado cinco procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01, Licitación de Suministro 2021/01, Licitación de Suministro 2022/01 y Licitación de Suministro 2023/01.

El proceso de Licitación de Suministro 2023/01 contempló dos bloques de suministro, con sub-bloques horarios y dividiendo el suministro por zonas dentro del Sistema Eléctrico Nacional. El primer bloque de suministro será comprendido entre los años 2027-2046 con un volumen anual de 1.500 GWh. A su vez, el segundo bloque de suministro será comprendido entre los años 2028 y 2047 con un volumen anual de 2.100 GWh. El proceso finalizó el 7 de mayo de 2024 con una adjudicación del 100% por parte de Enel Generación de la energía y potencia licitada a un precio promedio de adjudicación de US\$56,679 por MWh.

Adicionalmente, según las proyecciones de demanda regulada obtenida a través del último informe de licitaciones de la CNE, debería existir otro proceso en el transcurso del 2024.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Efectivo en caja	6.092	147.973
Saldos en bancos	228.698	86.802.092
Depósitos a corto plazo	37.086	47.736.697
Otros instrumentos de renta fija	-	78.061.179
Total	271.876	212.747.941

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Moneda	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Unidad de Fomento	37.086	35.935
Pesos Chilenos	85.561	136.031.512
Pesos Argentinos	81.594	10.959
Euros	11.353	10.884
Dólares Estadounidenses	56.282	76.658.651
Total	271.876	212.747.941

c) 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	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
Saldo Inicial al 01.01.2024	442.036.998	630.427.587	1.074.373	(54.147.085)	1.019.391.873
Provenientes	1.077.183.923	-	-	5.191.375	1.082.375.298
Utilizados	(1.269.108.018)	(758.010)	(51.016)	-	(1.269.917.044)
Intereses Pagados	(36.563.397)	-	-	-	(36.563.397)
Total, flujos de efectivo de financiamiento	(228.487.492)	(758.010)	(51.016)	5.191.375	(224.105.143)
Cambios en valor razonable	(1.459.395)	(2.840.279)	-	(860.675)	(5.160.349)
Diferencias de cambio	49.235.661	29.759.184	30.241	(5.057.433)	73.967.653
Costos financieros (1)	32.356.361	1.442.234	9.110	-	33.807.705
Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	-	-	-
Otros cambios	21.962.669	(9.863.069)	(155.988)	-	11.943.612
Saldo final al 30.06.2024	315.644.802	648.167.647	906.720	(54.873.818)	909.845.351
Descomposición por rubro					
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 9.1. b)	220.487.982	169.981.200	-	-	390.469.182
Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 18.1)	52.455.831	472.518.363	-	-	524.974.194
Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 21.2 a)	42.700.989	5.668.084	-	(54.873.818)	(6.504.745)
Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 19)	-	-	906.720	-	906.720
Saldo final al 30.06.2024	315.644.802	648.167.647	906.720	(54.873.818)	909.845.351

Miles de pesos chilenos - M\$

	Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
Saldo Inicial al 01.01.2023	55.088.479	1.030.759.252	7.138.355	(54.140.056)	1.038.846.030
Provenientes	497.478.645	-	-	4.303.858	501.782.503
Utilizados	(517.584.324)	(1.227.453)	(2.866.053)	-	(520.677.830)
Intereses Pagados	(30.822.810)	-	-	-	(30.822.810)
Total, flujos de efectivo de financiamiento	(50.928.489)	(1.227.453)	(2.866.053)	4.303.858	(50.718.137)
Cambios en valor razonable	-	(5.539.441)	-	(7.443.035)	(12.982.476)
Diferencias de cambio	(17.969.125)	(34.941.774)	(213.006)	1.923.302	(51.200.603)
Costos financieros (1)	18.429.346	407.775	78.229	-	18.915.350
Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	2.301.506	-	2.301.506
Otros cambios	369.711.657	(361.753.283)	(4.447.693)	-	3.510.681
Saldo final al 30.06.2023	374.331.868	627.705.076	1.991.338	(55.355.931)	948.672.351
Descomposición por rubro					
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 9.1. b)	1.709.780	144.298.800	-	-	146.008.580
Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 18.1)	372.289.600	459.574.528	-	-	831.864.128
Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 21.2 a)	332.488	23.831.749	-	(55.355.931)	(31.191.695)
Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 19)	-	-	1.991.338	-	1.991.338
Saldo final al 30.06.2023	374.331.868	627.705.076	1.991.338	(55.355.931)	948.672.351

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Instrumentos derivados de cobertura (*)	48.668.929	55.415.267	8.142.496	9.275.919
Instrumentos derivados no cobertura (**)	157.858	46.128	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	127.854	127.854	2.326.422	2.326.466
Activos financieros medidos a costo amortizado	44.492	41.805	-	-
Total	48.999.133	55.631.054	10.468.918	11.602.385

(*) Ver Nota 21.2.a.

(**) Ver Nota 21.2.b.

7. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

La composición de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
IVA crédito fiscal y otros impuestos	37.734.746	29.733.108	158.519.644	158.519.644
Gastos pagados por anticipados	7.011.592	16.742.663	-	-
Créditos derechos de agua	-	-	14.800.199	14.419.852
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	8.407.347	8.399.351
Otros	779.592	450.393	235.801	235.800
Total	45.525.930	46.926.164	181.962.991	181.574.647

b) Otros pasivos no financieros

La composición de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros Pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
IVA débito fiscal y otros impuestos	4.858.838	4.659.489	-	-
Ingreso diferido por contrato venta de energía con BTG	14.165.515	13.531.953	45.324.744	52.287.807
Total	19.024.353	18.191.442	45.324.744	52.287.807

8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.306.023.144	3.509.253	872.521.654	3.113.767
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.293.176.399	2.443.602	860.288.978	2.234.948
Otras cuentas por cobrar, bruto	12.846.745	1.065.651	12.232.676	878.819

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.301.824.471	3.506.295	867.836.232	3.108.510
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.288.977.726	2.440.644	855.603.556	2.229.691
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	12.846.745	1.065.651	12.232.676	878.819

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos proveedores y acreedores	7.716.063	-	7.154.021	-
Cuentas por cobrar al personal	4.696.292	1.065.651	4.553.808	878.819
Otras	434.390	-	524.847	-
Total	12.846.745	1.065.651	12.232.676	878.819

a.1) Aumento en cuentas por cobrar comerciales y otras por cobrar:

(i) La principal variación al 30 de junio de 2024 se evidencia en las cuentas por cobrar comerciales bruto corriente, que aumentaron en M\$432.887.421 respecto a diciembre de 2023. Esta variación se explica fundamentalmente por los siguientes factores: (i) un incremento de M\$348.990.593, explicado por un aumento por M\$409.480.990 generados en el periodo y una disminución producto de ventas de cuentas por cobrar por M\$60.490.397, generados como consecuencia de la aplicación de la Ley 21.472 (ver sección a.2. de esta nota detalle de ventas); (ii) un aumento de M\$18.095.686 asociada a reliquidaciones pendientes de facturación a empresas de Distribución Eléctrica, a la espera de la emisión de los correspondientes decretos tarifarios; y (iii) un aumento de M\$65.801.142 de cuentas por cobrar derivadas del ciclo ordinario de facturación y cobranza.

(ii) Las cuentas por cobrar no corriente aumentaron en M\$208.654 respecto al 31 de diciembre 2023. Esta variación, se explica principalmente por un aumento del tipo de cambio de M\$ 171.280 y por mayores intereses de M\$ 37.374. Estos movimientos se relacionan con cuentas por cobrar que surgen de la aplicación de la Ley N° 21.185, que se describe a continuación.

Contexto general:

Ley N° 21.185

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 fueron los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC).

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 de Estabilización Tarifaria. 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.

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 al 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 MMUS\$1.350 hasta el 2023. 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 debía ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

La aplicación de la mencionada Ley, originó un mayor rezago en la facturación y recaudación de las ventas generadas en nuestro segmento de Generación de Energía Eléctrica, con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva.

Durante el mes de enero de 2022, se alcanzó el límite de US\$ 1.350 millones de cuentas por cobrar a clientes regulados que estableció la Ley 21.185, que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios para dicho segmento de clientes (ver Nota 4.b.i).

Ley N° 21.472

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 regulado (ver Nota 4.b.ii).

La Ley N° 21.472 establece un Mecanismo de protección al cliente (MPC) que tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre los precios de los respectivos contratos de suministro regulado y la tarifa estabilizada, diferencias que serán cubiertas por un fondo transitorio de US\$ 1.800 millones, mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República 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 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 es administrado por la Tesorería General de la República, tendrá un aporte fiscal de MMUSD 20 anuales desde 2023 hasta el final de su vigencia, el 31 de diciembre de 2032, además de los MMUSD 15 aportados en 2022.

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 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.

Durante el mes de febrero del 2024, se alcanzó el límite de US\$ 1.800 millones establecidos en la Ley N° 21.472.

Al 30 de junio de 2024, Enel Generación Chile ha reconocido por este concepto en los deudores corrientes la suma de M\$ 761.993.490 equivalentes a MUS\$ 806.906.

Ley N° 21.667

El día 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667, que, entre otros aspectos, establece:

- Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente a los costos reales del precio de la energía y potencia
- Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
- Se aumenta el fondo MPC en US\$ 5.500 millones, de los cuales US\$ 3.700 millones adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.
- Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio de nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto correspondiente al segundo semestre 2024 y, a contar del decreto del primer semestre 2025 se les adicionará el cargo MPC.

Como resultado de las situaciones antes expuestas, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como cuentas comerciales por cobrar no corrientes por M\$ 2.443.602 al 30 de junio de 2024 (M\$ 2.234.948 al 31 de diciembre de 2023).
- **Menores ingresos financieros** por M\$ 1.479.314 al 30 de junio de 2024 (M\$ 2.715.570 al 31 de diciembre de 2023) (ver Nota 32).
- **Utilidad/(Pérdida) por diferencias de cambio** por M\$ 11.764.207 al 30 de junio de 2024 (M\$ 794.660 al 31 de diciembre de 2023), por la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de facturación (ver Nota 32).

Los conceptos antes indicados, tanto comerciales como no comerciales, si bien son incluidos en el modelo de determinación de pérdidas por deterioro (ver Nota 3.f.3), no tienen mayor impacto al 30 de junio de 2024 y al 31 de 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 20 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió el documento denominado Joinder en virtud del cual se hicieron parte del instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Commitment and Engagement Letter, de fecha 31 de diciembre de 2020, celebrado, por, entre otros, Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC. Posteriormente, con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió un instrumento con el Inter-American Investment Corporation sujeto a legislación extranjera denominado Commitment Agreement. Ambos instrumentos tienen por objeto regular los términos y condiciones para la venta y cesión por parte de Enel Generación Chile de saldos generados en su favor (los "Saldos"), por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido por la Ley N°21.185.

Las cesiones de Saldos podrán ser efectuadas por Enel Generación Chile, de tiempo en tiempo, y sujeto al cumplimiento de diversas condiciones, a una entidad no relacionada, y especialmente constituida al efecto, denominada Chile Electricity PEC SpA, conforme a los términos y condiciones que se establecieron en el instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement que celebró Enel Generación Chile con Chile Electricity PEC SpA.

Adicionalmente, también con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo con Chile Electricity PEC SpA sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement (el "Acuerdo de Venta") para la venta y cesión de Saldos. En virtud de este Acuerdo de Venta, Enel Generación Chile se comprometió a vender y ceder a Chile Electricity PEC dos grupos de Saldos, por un valor nominal de US\$ 158,9 millones (M\$ 115.867.879). La venta y cesión de estos grupos de Saldos se enmarca dentro de los términos y condiciones pactados en el Commitment and Engagement Letter y en el Commitment Agreement, ambos descritos en los párrafos precedentes. Las ventas y cesiones de estos grupos de saldos se perfeccionaron el día 8 de febrero de 2021 y el 31 de marzo de 2021.

Con fecha 21 de junio de 2021, Enel Generación Chile y ciertas entidades Allianz, entre otros, celebraron un Fee Letter, en que se detalló, entre otras materias, los compromisos asumidos por las entidades Allianz para proveer financiamiento a Chile Electricity PEC SpA, así como las modificaciones a los mismos. También con fecha 21 de junio de 2021, Enel Generación Chile, junto con Chile Electricity PEC SpA, celebraron modificaciones a los respectivos Sale and Purchase Agreements anteriormente referidos, para, entre otras cosas, regular los términos y condiciones de futuras ventas de Saldos que Enel Generación Chile pueden decidir efectuar.

Con fecha 14 de agosto de 2023, Enel Generación Chile S.A., suscribió un contrato con Inter-American Investment Corporation en calidad de comprador. En virtud del cual, acordó vender, ceder y transferir al comprador, ciertos Documentos de Pago de la Tesorería por un monto, aproximado, de hasta US\$ 606 millones.

Detalle de ventas y cesiones realizadas:

- Con fecha 4 de marzo de 2022, Enel Generación Chile vendió y cedió a Chile Electricity PEC SpA Saldos por un valor nominal de aproximadamente US\$ 17,1 millones (M\$ 13.722.935).
- Con fecha 14 de julio de 2022, Enel Generación Chile vendió y cedió a Chile Electricity PEC SpA Saldos por un valor nominal de aproximadamente US\$ 42,2 millones (M\$ 42.652.823).
- Con fecha 30 de agosto de 2023, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US\$ 294,8 millones (M\$ 246.410.679).
- Con fecha 30 de octubre de 2023, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US\$ 15,9 millones (M\$ 14.818.102).
- Con fecha 28 de diciembre de 2023, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US\$ 14,7 millones (M\$ 13.053.271).
- Con fecha 17 de enero de 2024, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US\$ 14,2 millones (M\$ 13.834.462).
- Con fecha 31 de mayo de 2024, Enel Generación Chile vendió y cedió a IDB Invest Documentos de Pago de la Tesorería por un valor nominal de aproximadamente US\$ 50,8 millones (M\$ 46.655.935).

Producto de las ventas y cesiones de saldos realizadas durante el primer semestre de 2024, Enel Generación Chile no reconoció costos financieros por cesiones (M\$7.210.573 al 30 de junio 2023) (ver Nota 32).

Complementariamente, durante el primer semestre de 2024 fueron realizadas ventas de cuentas por cobrar de corto plazo, las cuales no tienen relación con Saldos provenientes de PEC. Enel Generación Chile, vendió y cedió saldos por un valor nominal de M\$ 738.894.684 (M\$ 546.124.075 al 30 de junio de 2023), reconociendo un costo financiero de M\$ 3.847.842 (M\$ 4.709.726 al 30 de junio de 2023) (ver Nota 32).

Como se indicó anteriormente, Enel Generación Chile puede seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas ventas de Saldos. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado imperantes en cada oportunidad.

a.3) Otros

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

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

- b) Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Con antigüedad menor de tres meses	66.243.325	56.110.839
Con antigüedad entre tres y seis meses	105.889.425	36.027.294
Con antigüedad entre seis y doce meses	34.230.147	63.758.166
Con antigüedad mayor a doce meses	48.067.049	15.428.449
Total	254.429.946	171.324.748

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2023	4.803.971
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(89.938)
Montos castigados	(23.354)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	4.690.679
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	(489.048)
Saldo al 30 de junio de 2024	4.201.631

(*) Ver Nota 29

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

- d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715, de la Comisión para el Mercado Financiero, de fecha 3 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo N°2.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 2.1.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con la sociedad subsidiaria han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas 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 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de Transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
76.126.507-5	Parque Eólico Tallinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	14.053	11.965	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Tallinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	20.030	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	250.891	237.709	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso gastos	Menos de 90 días	8.272	11.208	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	8.164.871	10.796.984	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	36.848	483.175	-	-
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	17.851.679	3.988.333	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Contrato de Caja Centralizada	Menos de 90 días	29.513.276	234.188.073	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	29.640	27.567	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Reembolso gastos	Menos de 90 días	243.787	39.365	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	260.199	203.901	-	-
77.569.067-4	Enel X Way Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	154	14.791	-	-
77.741.548-4	Enel Mobility Chile Spa	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	114.058	52.109	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	28.941	17.498	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso gastos	Menos de 90 días	68.613	68.613	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	39.508	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso gastos	Menos de 90 días	4.981	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	48.894.710	184.392.304	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (*)	Chile	Matriz Común	US\$	Venta de Energía	Más de 90 días	-	-	164.305.142	151.270.275
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	289.940	289.940	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta de Energía	Menos de 90 días	149.268	43.613	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	141.157	111.637	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	16.747	15.555	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	15.878	14.748	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	34.142	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	11.596	1.320.186	-	-
Extranjera	Enel Generación Pura S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	8.199	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	513.426	492.226	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	6.718.957	6.138.940	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Venta de Gas	Menos de 90 días	-	17.598.123	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morocco S.A.R.L.A.U.	Marruecos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	671.172	580.915	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	136.288	129.180	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	1.907.666	1.828.895	-	-
Extranjera	Enel Italia S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	145.372	139.369	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	290.440	278.448	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	523.536	501.918	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	18.970	-	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	267.923	-	-
Extranjera	Enel Colombia S.A.S.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	6.507	22.496	-	-
Total							117.060.431	464.361.028	164.305.142	151.270.275

(*) Las cuentas por cobrar no corrientes con Enel Distribución Chile, corresponden a la aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas (ver Nota 8.a.1).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de Transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
76.126.507-5	Parque Edificio Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Compra De Energía	Menos de 90 días	104.211	58.531	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	27.646	26.483	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios De Ingeniería	Menos de 90 días	39.206	438.088	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Compra De Energía	Menos de 90 días	10.541.257	18.591.494	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso Gastos	Menos de 90 días	126.751	99.944	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	8.800	-	-	-
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra De Gas	Menos de 90 días	62.454.720	13.109.107	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.696.956	302.635	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Préstamos	Menos de 90 días	-	279.575	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	-	141.935.973	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Contrato de Caja Centralizada	Menos de 90 días	220.203.736	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	158.794	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Reembolso Gastos	Menos de 90 días	149.425	23.610	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	US\$	Préstamos	Más de 90 días	284.246	-	169.981.200	157.881.600
76.924.079-9	Enel X Chile	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso Gastos	Menos de 90 días	409.863	16.765	-	-
94.271.000-3	Enel America S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Reembolso Gastos	Menos de 90 días	1.253	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	1.032.618	3.430.883	-	-
96.971.330-6	Geotermica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Compra De Energía	Menos de 90 días	538.412	154.058	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Compra de Carbón	Menos de 90 días	560.861	520.938	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Personal expatriado	Menos de 90 días	39.653	36.487	-	-
Extranjera	Endesa Energía	España	Matriz Común	US\$	Compra De Gas	Menos de 90 días	798.403	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	519.251	5.084.420	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	390.721	642.625	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Personal expatriado	Menos de 90 días	155.247	410.613	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	13.401.873	29.935.452	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios De Ingeniería	Menos de 90 días	192.698	339.200	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	13.996.291	11.965.303	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	3.985.469	3.493.875	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Personal expatriado	Menos de 90 días	2.571.816	3.105.095	-	-
Extranjera	Enel Italia S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Personal expatriado	Menos de 90 días	703.644	674.589	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios De Ingeniería	Menos de 90 días	1.854.470	1.777.897	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Personal expatriado	Menos de 90 días	-	113.348	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	2.495.787	1.618.834	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	450.880	336.403	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	19.952	18.531	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.U.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	22.964	22.015	-	-
Extranjera	Cesi - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios De Ingeniería	Menos de 90 días	142.822	114.152	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	285.309	-	-	-
Total							340.366.806	238.856.903	169.981.200	157.881.600

b) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables, son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	al 30.06.2024	al 30.06.2023
76.126.507-5	Parque Edificio Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(392.829)	(291.912)
76.126.507-5	Parque Edificio Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	5.688	11.807
76.126.507-5	Parque Edificio Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	58.951	22.402
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	-	105
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(7.291)	(11.237)
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Ingeniería	1.947.477	1.451.435
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(216.910.195)	(207.871.966)
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	246.814	491.703
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	3.820.183	12.386.638
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	(139.390)	(139.390)
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(102.865.804)	(82.734.971)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Informáticos	(839.084)	(541.519)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Técnicos	(359.805)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Prestados	125.789	798.800
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Gastos Financieros	(9.230.882)	(4.153.177)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros	8.097.183	7.576.434
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Recibidos	(6.445.635)	(6.057.841)
76.924.079-9	Enel X Chile	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	848.643	62.007
77.569.067-4	Enel X Way Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	-	10.081
77.569.067-4	Enel X Way Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	154	-
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	9.646	98.756
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(8.608.338)	(8.193.244)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	103.983	593.206
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	171.633.829	192.424.760
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos Financieros	1.441.940	1.193.994
96.971.330-6	Geotermica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(1.110.889)	(1.029.959)
96.971.330-6	Geotermica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	349.228	231.829
Extranjera	Endesa Energía	España	Matriz Común	Venta de Gas	-	65.570.771
Extranjera	Endesa Energía	España	Matriz Común	Consumo de Gas	(798.403)	(1.720.461)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	(2.993.522)	11.958.337
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(510.488)	(657.812)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Venta de Gas	175.370	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(87.758)	(76.714)
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(2.736.226)
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(513.462)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(638.651)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(142.001)
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios De Ingeniería	-	(101.248)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.537.195)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(416.992)	-
Extranjera	Enel Generacion Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Servicios De Ingeniería	-	214.694
Total					(165.389.622)	(225.614.032)

c) Transacciones significativas

- (i) Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Generación 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 su subsidiaria 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.
- (ii) Al 30 de junio de 2024, Enel Generación Chile S.A. presenta fondos transferidos a Enel Chile S.A. asociado a sus excedentes de caja durante el presente período, mediante el Contrato de Caja Centralizada en pesos chilenos, por M\$ 697.138.435 (M\$ 1.181.836.862 al 30 de junio de 2023), y presenta devoluciones de dichos excedentes por parte de Enel Chile S.A. por M\$ 913.111.668 (M\$ 1.313.213.573 al 30 de junio de 2023). El neto de estas transacciones devengó intereses a una tasa TAB - 0,18% anual (TAB - 0,18% anual al 30 de junio de 2023).
- (iii) El 10 de diciembre de 2021, en base a la autorización del Directorio otorgada con fecha 26 de noviembre de 2021, Enel Chile S.A. otorgó un crédito estructurado a Enel Generación Chile S.A. por US\$ 180 millones, con una tasa del 3,01% anual, pago de intereses semestrales y vencimiento el 10 de diciembre de 2026.

d) 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\$					al 30.06.2024							Total No Corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	US\$	3,01%	1.307.533	3.879.963	5.187.496	5.187.496	172.297.808	-	-	-	177.485.304
Total					1.307.533	3.879.963	5.187.496	5.187.496	172.297.808	-	-	-	177.485.304

Miles de pesos chilenos - M\$					al 31.12.2023							Total No Corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	US\$	3,01%	1.201.260	3.630.180	4.831.440	4.818.239	162.422.626	-	-	-	167.240.865
Total					1.201.260	3.630.180	4.831.440	4.818.239	162.422.626	-	-	-	167.240.865

9.2. Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2024 y lo componen Cristiano Bussi, Giuseppe Conti, Donata Susca, Elisabetta Barberi y Julio Pellegrini Vial. En sesión de Directorio celebrada con fecha 26 de abril de 2024 fueron elegidos, como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Julio Pellegrini Vial y como Secretaria del Directorio la señora Natalia Fernández Sepúlveda.

Con fecha 26 de abril de 2024, las señoras María Teresa Vial Álamos y Mónica De Martino presentaron su renuncia para ser efectiva a partir del 26 de abril.

Miembros del Directorio vigentes al 30 de junio de 2024:

- Julio Pellegrini Vial
- Cristiano Bussi
- Giuseppe Conti
- Donata Susca
- Elisabetta Barberi

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 la Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

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

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 Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2022.

De acuerdo con lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 150 unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 70 unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de quince sesiones anuales remuneradas.

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

En el evento que un Director de Enel Generación Chile 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, solo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Generación Chile y/o de sus subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, coligadas o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Generación Chile.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Generación Chile S.A. al 30 de junio de 2024 y 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre	Cargo	Período de desempeño	al 30.06.2024		
			Directorio de Enel Generación Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores
Julio Pellegrini Vial (1)	Presidente	26/04/24 al 30/06/24	40.073	-	-
Julio Pellegrini Vial (1)	Director	01/01/24 al 26/04/24	34.211	-	-
Giuseppe Conti (1)	Presidente	01/01/24 al 26/04/24	-	-	-
Giuseppe Conti (1)	Director	26/04/24 al 30/06/24	-	-	-
María Teresa Vial Álamos (2)	Directora	01/01/24 al 26/04/24	34.397	-	-
Cristiano Bussi (3)	Director	26/04/24 al 30/06/24	-	-	-
Donata Susca (3)	Directora	26/04/24 al 30/06/24	-	-	-
Elisabetta Barberi (3)	Directora	26/04/24 al 30/06/24	-	-	-
Monica De Martino (2)	Directora	01/01/24 al 26/04/24	-	-	-
TOTAL			108.681	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre	Cargo	Período de desempeño	al 30.06.2023		
			Directorio de Enel Generación Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores
Giuseppe Conti	Presidente	01/01/23 al 30/06/23	-	-	-
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/23 al 30/06/23	47.133	-	-
María Teresa Vial Álamos	Directora	01/01/23 al 30/06/23	47.133	-	-
Monica De Martino	Directora	01/01/23 al 30/06/23	-	-	-
María Antonietta Giannelli (4)	Directora	01/01/23 al 30/06/23	-	-	-
TOTAL			94.266	-	-

- (1) El Sr. Giuseppe Conti dejó la presidencia el 26 de abril de 2024, para tomar la función de director y dar paso a la presidencia del Sr. Julio Pellegrini Vial, quien hasta esa fecha se desempeñaba como director.
- (2) La Sra. María Teresa Vial Álamos y la Sra. Monica De Martino presentaron su renuncia el 26 de abril de 2024, para ser efectiva a partir del 26 de abril de 2024.
- (3) Las Sras. Donata Susca y Elisabetta Barberi y el Sr. Cristiano Bussi asumieron las funciones de directora(or) con fecha 26 de abril de 2024.
- (4) La Sra. María Antonietta Giannelli presentó su renuncia el 31 de mayo de 2023, para ser efectiva a partir del 01 de junio de 2023.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3. Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Generación Chile al 30 de junio de 2024 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
24.158.936-6	James Lee Stancampiano	Gerente General
13.762.258-0	Juan Francisco da Fonseca Puentes (1)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz (1)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
28.231.924-1	Federica Caponera (2)	Gerente Recursos Humanos y Organización
15.041.230-7	Alfredo Hott Riquelme	Gerente de Trading y Comercialización
12.986.775-2	Natalia Fabiola Fernandez Sepulveda	Fiscal

- (1) Con fecha 31 de marzo de 2024, el señor Sr. Juan Francisco da Fonseca Puentes dejó su función como gerente de Administración Finanzas y Control. En su reemplazo se designó al señor Francisco Miqueles Ruz, quien asumió sus funciones con fecha 1 de abril de 2024.
- (2) La señorita Federica Caponera asumió como Gerente de Recursos Humanos y Organización el 1 de septiembre de 2023, en reemplazo del Sr. Pablo Arnes Poggi.

9.4. Retribución y planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Remuneración	717.799	665.494
Beneficios a corto plazo para los empleados	81.925	115.814
Otros beneficios a largo plazo	72.946	87.605
Total	872.670	868.913

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. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

9.6. Programa de Unidades de Acciones Restringidas

Durante el ejercicio 2022 bajo un programa establecido de Unidades de Acciones Restringidas ("UARs"), mediante el cual cierto personal clave de Enel Generación Chile recibió por primera y única vez acciones emitidas por Enel SpA. Cabe destacar que dichas acciones no se recibieron bajo una modalidad de opción, sino que fueron automáticamente asignadas en una fecha preestablecida al verificarse ciertas condiciones de otorgamiento al cumplimiento de desempeño. El costo del programa UARs es objeto del Recharge Agreement, por lo que dicho costo ha sido soportado por Enel Generación Chile. Este acuerdo establece que toda la retribución fija y variable de determinados directivos expatriados (ya sea en efectivo o en especie) es abonada por la empresa a la que presta servicios el directivo expatriado. El costo de este programa ascendió a M\$ 3.848, importe que se incluye en el gasto por remuneraciones durante el tercer trimestre de 2022.

10. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Inventarios	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Suministros para la producción	15.764.374	13.856.303
Gas	1.852.864	1.852.864
Petróleo	13.911.510	12.003.439
Repuestos y otros insumos	19.095.730	18.047.581
Total	34.860.104	31.903.884

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2024, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustibles ascienden a M\$ 213.791.913 (M\$ 348.238.493 al 30 de junio de 2023) (ver Nota 27).

Al 30 de junio de 2024, en el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" se presenta un saldo de M\$ 181.962.991 (M\$ 181.574.647 al 31 de diciembre de 2023), de los cuales M\$ 8.407.347 corresponden a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses (M\$ 8.399.351 al 31 de diciembre de 2023) (ver Nota 7.a).

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- A) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Activos por impuestos	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Pagos provisionales mensuales	530.201	4.246.953
Total	530.201	4.246.953

- B) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Pasivos por impuestos	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Impuesto a la renta	32.805.980	58.099.804
Total	32.805.980	58.099.804

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

12.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

A continuación, se presenta un detalle de las sociedades participadas por el grupo, contabilizadas por el método de participación y los movimientos de los periodos terminados al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2024	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	al 30.06.2024
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	19.668.637	3.298.163	-	1.601.169	-	24.567.969
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,08%	283.362	(15.008)	-	(12.075)	228.558	484.837
TOTAL						19.951.999	3.283.155	-	1.589.094	228.558	25.052.806

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2023	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2023
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	12.404.147	6.688.098	-	576.392	-	19.668.637
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,08%	388.328	60.300	(68.676)	(252.284)	155.694	283.362
TOTAL						12.792.475	6.748.398	(68.676)	324.108	155.694	19.951.999

12.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación, se detalla la información financiera al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

En miles de pesos chilenos - M\$

Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	30 de junio de 2024								
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
GNL Chile S.A.	33,33%	239.911.773	1.812.093.557	358.115.735	1.620.185.688	493.906.771	(484.012.281)	9.894.490	4.803.510	14.698.000

En miles de pesos chilenos - M\$

Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	31 de diciembre de 2023								
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
GNL Chile S.A.	33,33%	144.820.357	1.776.749.120	251.678.136	1.610.885.425	1.042.145.056	(1.022.080.761)	20.064.295	1.729.184	21.793.479

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

12.3. Restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables, Bruto	70.244.527	69.471.814
Servidumbre y Derechos de Agua	4.630.344	4.630.344
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	184.665	134.000
Programas Informáticos	62.188.931	61.464.851
Otros Activos Intangibles Identificables	3.240.587	3.242.619
Clases de Amortización y Deterioro de Valor, Activos Intangibles	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables	(44.277.259)	(43.124.246)
Servidumbre y Derechos de Agua	(490.530)	(490.530)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(60.919)	(42.058)
Programas Informáticos	(40.818.563)	(39.693.281)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.907.247)	(2.898.377)
Clases de Activos Intangibles, Netos	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables, Neto	25.967.268	26.347.568
Servidumbre y Derechos de Agua	4.139.814	4.139.814
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	123.746	91.942
Programas Informáticos	21.370.368	21.771.570
Otros Activos Intangibles Identificables	333.340	344.242

La composición y movimientos del activo intangible distintos de la plusvalía durante los periodos terminados al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre 2023 son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	4.139.814	91.942	21.771.570	344.242	26.347.568
Movimientos en activos intangibles identificables					
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	774.745	-	774.745
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	-	(2.320)	(2.320)
Amortización (1)	-	(18.861)	(1.125.282)	(8.870)	(1.153.013)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	50.665	(50.665)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	50.665	(50.665)	-	-
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	288	288
Total, movimientos en activos intangibles identificables	-	31.804	(401.202)	(10.902)	(380.300)
Saldo final al 30.06.2024	4.139.814	123.746	21.370.368	333.340	25.967.268

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	4.139.814	76.569	21.221.129	225.361	25.662.873
Movimientos en activos intangibles identificables					
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	3.177.141	-	3.177.141
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	-	136.013	136.013
Amortización	-	(24.388)	(2.438.700)	(23.529)	(2.486.617)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	39.761	(39.761)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	39.761	(39.761)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(148.239)	-	(148.239)
Disposiciones	-	-	(145.532)	-	(145.532)
Retiros de servicio	-	-	(2.707)	-	(2.707)
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	-	6.397	6.397
Total, movimientos en activos intangibles identificables	-	15.373	550.441	118.881	684.695
Saldo final al 31.12.2023	4.139.814	91.942	21.771.570	344.242	26.347.568

(1) Ver Nota 29

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad posee activos intangibles de vida útil indefinida, que representan montos significativos, que ascienden a M\$ 4.139.814 para ambos períodos y están relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 (ver Nota 3.c).

14. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Final al 30.06.2024	Saldo Final al 31.12.2023
Enel Generación Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	24.860.356
Total		24.860.356	24.860.356

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directa o indirectamente en Gas Atacama Chile S.A. (actualmente fusionada en Enel Generación Chile):

- Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de las acciones de la Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).
- Con fecha 11 de agosto de 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.
- Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangué S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.
- Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.
- Con fecha 1 de octubre de 2016, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda., fue fusionada con la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.
- Con fecha 1 de noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., fue fusionada con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 (ver Nota 3.b).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$			
	Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Neto		2.597.000.669	2.507.226.479
Construcción en Curso		1.382.099.863	1.282.289.129
Terrenos		65.108.540	61.277.445
Edificios		48.097.150	47.871.349
Plantas y Equipos		1.073.859.669	1.090.749.678
Instalaciones Fijas y Accesorios		27.835.447	25.038.878
En miles de pesos chilenos - M\$			
	Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto		6.439.135.880	6.292.854.748
Construcción en Curso		1.382.099.863	1.282.289.129
Terrenos		65.108.540	61.277.445
Edificios		65.826.643	65.112.104
Plantas y Equipos		4.851.639.872	4.815.652.221
Instalaciones Fijas y Accesorios		74.460.962	68.523.849
En miles de pesos chilenos - M\$			
	Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Total, Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo		(3.842.135.211)	(3.785.628.269)
Edificios		(1.729.493)	(1.724.755)
Plantas y Equipos		(3.777.780.203)	(3.724.902.543)
Instalaciones Fijas y Accesorios		(46.625.515)	(43.484.971)

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 han sido los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$						
Movimientos año 2024	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2024	1.282.289.129	61.277.445	47.871.349	1.090.749.678	25.038.878	2.507.226.479
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	122.584.660	-	-	-	-	122.584.660
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(37.555)	(6.711)	(9.215)	(68.453)	(13.642)	(135.576)
Depreciación (*)	-	-	(349.787)	(24.004.614)	(1.709.439)	(26.063.840)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(23.458.383)	4.160.919	340.061	14.665.290	4.292.113	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(23.458.383)	4.160.919	340.061	14.665.290	4.292.113	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-	(10.591)	(10.591)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	(10.591)	(10.591)
Efecto Hiperinflación Argentina	722.012	124.257	170.999	1.239.480	238.128	2.494.876
Otros incrementos (disminución)	-	(447.370)	73.743	(8.721.712)	-	(9.095.339)
Total movimientos	99.810.734	3.831.095	225.801	(16.890.009)	2.796.569	89.774.190
Saldo al 30 de junio de 2024	1.382.099.863	65.108.540	48.097.150	1.073.859.669	27.835.447	2.597.000.669
En miles de pesos chilenos - M\$						
Movimientos año 2023	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2023	1.124.527.591	61.274.706	43.033.302	1.102.836.896	22.479.452	2.354.151.947
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	191.285.366	-	-	-	-	191.285.366
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(730.216)	(172.756)	(83.627)	(2.121.543)	(494.470)	(3.602.612)
Depreciación (*)	-	-	(650.043)	(49.540.474)	(2.771.035)	(52.961.552)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	(7.023.888)	-	(7.023.888)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(31.602.299)	131.329	5.413.691	20.489.247	5.568.032	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(31.602.299)	131.329	5.413.691	20.489.247	5.568.032	-
Disposiciones y retiros de servicio	(1.804.639)	(66.882)	-	(715.969)	(104.351)	(2.691.841)
Disposiciones	(1.369.868)	(66.882)	-	(715.959)	-	(2.152.709)
Retiros	(434.771)	-	-	(10)	(104.351)	(539.132)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Efecto Hiperinflación Argentina	613.326	111.048	158.026	1.163.727	361.250	2.407.377
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	25.661.682	-	25.661.682
Total movimientos	157.761.538	2.739	4.838.047	(12.087.218)	2.559.426	153.074.532
Saldo al 31 de diciembre de 2023	1.282.289.129	61.277.445	47.871.349	1.090.749.678	25.038.878	2.507.226.479

(*) Ver Nota 29.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo se relacionan con inversiones en nuestras redes, inversiones en plantas en funcionamiento y nuevos proyectos en construcción. El total de obras en curso ascendió a M\$ 1.382.099.863 y M\$ 1.282.289.129 al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

Las inversiones incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido, se destacan los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Córdoros, de Enel Generación Chile, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW. El valor contable activado por este proyecto totalizó M\$ 1.113.848.973 y M\$ 1.064.200.511, 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

Siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.a), solo aquellas inversiones realizadas en los proyectos de generación descritos anteriormente califican como activos aptos para capitalizar intereses. En conjunto, estos proyectos representan desembolsos de caja acumulados por M\$ 958.222.823 y M\$ 910.976.951, al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 34.425.291 al 30 de junio de 2024, (M\$ 25.157.666 al 30 de junio de 2023), ver Nota 32.

La tasa promedio de financiamiento fue de un 6,57% al 30 de junio de 2024 (6,08% en diciembre de 2023).

El incremento de capitalización de intereses evidenciado desde el año 2020, se explica fundamentalmente por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Córdoros. Cabe destacar que, respecto al Proyecto Los Córdoros, dadas las dificultades propias de un proyecto de esta envergadura y los impactos relacionados al COVID - 19, que implicaron algunas suspensiones en la ejecución de estos durante los últimos años, se efectuó una actualización del cronograma de obras del proyecto conforme lo informó Enel Generación Chile en hecho esencial de fecha 27 de julio de 2020, estimando que la construcción de los principales elementos de la obra civil están prácticamente finalizadas.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 2.847.248 y M\$ 4.717.464 al 30 de junio de 2024 y 2023, respectivamente.

c) Otras informaciones

1. Plan de descarbonización

1.1 Desarrollo durante 2019:

Con fecha 4 de junio de 2019, nuestra subsidiaria Enel Generación Chile y Gasatacama Chile suscribieron un acuerdo mediante el cual ambas compañías, en línea con su propia estrategia de sostenibilidad y su plan estratégico, y el Ministerio de Energía, regularon la forma de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II (en adelante, Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II).

El acuerdo estaba sujeto a la condición suspensiva que entrara en pleno efecto el Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, que establecería, entre otras, las condiciones esenciales que aseguraran un trato no discriminatorio entre los distintos generadores y definiera el Estado de Reserva Estratégica. En virtud de lo anterior, Enel Generación Chile y Gasatacama Chile se obligarían formal e irrevocablemente al retiro final de Bocamina I y Tarapacá, respectivamente, del Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo como fechas máximas de dicho hito el 31 de mayo de 2020 para Tarapacá, y el 31 de diciembre de 2023 para Bocamina I.

El Grupo manifestó su intención de acelerar el retiro de Tarapacá y Bocamina I, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, por supuesto en total coordinación con la Autoridad. En este contexto, ya con fecha 17 de junio de 2019, Gasatacama Chile solicitó a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) que el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá se pudiera realizar de forma anticipada, a contar del 31 de diciembre de 2019. Con fecha 26 de Julio de 2019, mediante emisión de la Resolución Exenta N°450 y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72° -18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá a contar del 31 de diciembre de 2019.

La gestión de los activos de Tarapacá y Bocamina I se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dichos activos no formarán parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de las centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica se realiza de forma integrada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró al 31 de diciembre de 2019 una pérdida por deterioro de M\$ 197.188.542 y M\$ 82.831.721 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Tarapacá y Bocamina I, respectivamente, a su valor recuperable. El valor recuperable resultante, luego del deterioro registrado, corresponde al valor de los terrenos que se mantienen en Tarapacá y Bocamina I, por M\$ 1.613.803 y M\$ 6.362.581, respectivamente.

Respecto de Bocamina II, Enel Generación Chile se puso como meta su retiro anticipado, a más tardar, el 31 de diciembre de 2040. Todo lo anterior sujeto a la autorización establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Los efectos financieros dependerían de factores que incidieran en el comportamiento del mercado eléctrico, como son entre otras, el precio de los combustibles, las condiciones hidrológicas, el crecimiento de la demanda eléctrica e índices de inflación internacional, los que al cierre del ejercicio 2019 no era posible determinar.

1.2 Desarrollo durante 2020

Con fecha 27 de mayo de 2020, el Directorio de Enel Generación Chile decidió anticipar la fecha de desconexión y retiro anticipado de Bocamina I y Bocamina II, estableciendo como fechas máximas el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de mayo de 2022, respectivamente, sujeto a las autorizaciones correspondientes de la CNE. La correspondiente solicitud fue comunicada a la CNE el mismo día 27 de mayo de 2020.

Esta decisión es una muestra del compromiso de la Compañía con el combate al cambio climático y consideró también los profundos cambios que está experimentando la Industria, como son, entre otros, la constante y cada vez más creciente penetración de las energías renovables y la reducción en los precios de los commodities, que hacen más competitiva la producción con gas, tecnología que otorga una mayor flexibilidad en la operación del sistema respecto a la producción con carbón.

Con fecha 3 de julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N° 237, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Bocamina I a contar del 31 de diciembre de 2020.

Respecto a Bocamina II, la intención del Grupo también fue acelerar su retiro anticipado, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, en estricta coordinación con la Autoridad. En este contexto, con fecha 23 de julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N° 266, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de la unidad generadora Bocamina II con fecha de 31 de mayo de 2022.

La gestión de Bocamina II, tal como ocurrió a contar de 2019 para el caso de Tarapacá y Bocamina I, se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dicho activo no formará parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de las centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica continúa realizándose de forma centralizada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró al 31 de diciembre de 2020 una pérdida por deterioro de M\$ 697.856.387 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Bocamina II a su valor recuperable. Adicionalmente, por este mismo motivo, durante el ejercicio 2021 el Grupo registró una pérdida por deterioro adicional por M\$ 28.773.083. El valor recuperable resultante, luego de las pérdidas por deterioro antes señaladas, corresponde al valor de los terrenos vinculados a esta central, que al 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$ 2.014.684.

Con fecha 3 de mayo de 2022 mediante la Resolución Exenta N°325 la Comisión Nacional de Energía, atendidos los estudios técnicos, y las proyecciones de operación del sistema, ordenó a Enel Generación Chile S.A. ("Enel Generación"), el retiro final, desconexión y cese de operaciones de la unidad generadora Bocamina II, a partir del 30 de septiembre de 2022, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

2. Enel Generación Chile mantenía al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por un monto de M\$ 24.322.211 y M\$ 34.317.374, respectivamente.

- Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, Enel Generación Chile no tenía propiedades, planta y equipo gravados como garantía de pasivos.
- La Sociedad y su subsidiaria tienen contratos de seguros 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 hasta €200 millones y €400 millones cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o su subsidiaria y de Responsabilidad Civil Ambiental que cubre demandas y daños al medio ambiente por €20 millones.

16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

	Terrenos	Edificios	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	32.929	406.786	14.244.583	14.684.298
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	336	-	15.301	15.637
Depreciación (*)	(5.370)	(383.367)	(3.453.059)	(3.841.796)
Total Movimientos	(5.034)	(383.367)	(3.437.758)	(3.826.159)
Saldo final al 30.06.2024	27.895	23.419	10.806.825	10.858.139

En miles de pesos chilenos - M\$

	Terrenos	Edificios	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	3.422	-	15.132.662	15.136.084
Nuevos Contratos (disminución)	42.075	2.259.431	-	2.301.506
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.203	23.418	38.230	62.851
Depreciación (*)	(13.771)	(1.876.063)	(926.309)	(2.816.143)
Total movimientos	29.507	406.786	(888.079)	(451.786)
Saldo final al 31.12.2023	32.929	406.786	14.244.583	14.684.298

(*) Ver nota 29

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Proviene principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

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

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024			al 31.12.2023		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	100.513	16.998	83.515	254.467	17.388	237.079
Más de un año y no más de dos años	102.011	15.451	86.560	99.887	15.890	83.997
Más de dos años y no más de tres años	96.394	13.877	82.517	99.885	14.361	85.524
Más de tres años y no más de cuatro años	90.745	12.280	78.465	88.855	12.810	76.045
Más de cuatro años y no más de cinco años	90.746	10.647	80.099	88.854	11.228	77.626
Más de cinco años	523.454	27.890	495.564	546.422	32.319	514.103
Total	1.003.863	97.143	906.720	1.178.370	103.996	1.074.374

- Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por el período terminado al 30 de junio de 2024 incluye gastos por arrendamientos de corto plazo por un monto de M\$ 1.064.278, relacionados con arrendamientos variables, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16. Al 30 de junio de 2023, el monto reconocido en resultados fue de M\$ 705.993, proveniente de los contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo con NIIF 16.

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Años	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Hasta un año	1.791.725	122.998
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
Total	1.791.725	122.998

17. IMPUESTOS DIFERIDOS

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2024	Movimientos					Saldo neto al 30 de junio de 2024	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados otros Integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Hiperinflación	Otros Incrementos (decrementos)			
Depreciaciones	(70.110.201)	4.652.672	-	-	-	(65.457.529)	-	(65.457.529)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	2.275.802	(174.457)	-	-	-	2.101.345	2.101.345	-	
Pérdidas fiscales	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisiones	68.187.795	(4.736.232)	-	-	-	63.451.563	63.451.563	-	
Provisión Desmantelamiento	50.927.466	(3.445.363)	-	-	-	47.482.103	47.482.103	-	
Provisión cuentas incobrables	986.755	(135.174)	-	-	-	851.581	851.581	-	
Provisión cuentas de Recursos Humanos	3.701.624	(756.280)	-	-	-	2.945.344	2.945.344	-	
Provisión cuentas por servicios extranjeros relacionados	-	-	-	-	-	7.002.232	7.002.232	-	
Otras Provisiones	12.571.950	(399.415)	-	-	-	12.172.535	12.172.535	-	
Otros Impuestos Diferidos	(26.654.843)	108.905	12	497.753	(421.128)	(26.469.301)	375.859	(26.845.160)	
Activación de Gastos por emisión de deuda financiera	(8.554.533)	190.355	-	-	-	(8.364.178)	-	(8.364.178)	
Efecto Hiperinflación Argentina	(19.381.131)	1.066.516	-	497.753	(421.128)	(18.237.990)	-	(18.237.990)	
Otros Impuestos Diferidos	1.280.821	(1.147.966)	12	-	-	132.867	375.859	(242.992)	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, antes de compensación	(26.301.447)	(1.49.112)	12	497.753	(421.128)	(26.373.922)	65.928.787	(92.302.688)	
Compensación	-	-	-	-	-	-	(57.002.293)	57.002.293	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, después de Compensación	(26.301.447)	-	-	-	-	(26.373.922)	8.926.474	(35.300.396)	

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de enero de 2023	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2023	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos otros en resultados Integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Hiperinflación	Otros Incrementos (decrementos)			
Depreciaciones	(79.372.035)	(4.663.964)	-	13.925.798	-	(70.110.201)	-	(70.110.201)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	2.187.209	(39.321)	127.914	-	-	2.275.802	2.275.802	-	
Pérdidas fiscales	4.411.408	(4.411.408)	-	-	-	-	-	-	
Provisiones	69.146.327	(958.532)	-	-	-	68.187.795	68.187.795	-	
Provisión Desmantelamiento	46.159.189	4.768.277	-	-	-	50.927.466	50.927.466	-	
Provisión cuentas incobrables	1.368.033	(381.278)	-	-	-	986.755	986.755	-	
Provisión cuentas de Recursos Humanos	3.035.462	666.162	-	-	-	3.701.624	3.701.624	-	
Otras Provisiones	18.583.643	(6.011.693)	-	-	-	12.571.950	12.571.950	-	
Otros Impuestos Diferidos	(24.206.361)	6.525.039	12	-	(8.973.533)	(26.654.843)	1.634.289	(28.289.132)	
Activación de Gastos por emisión de deuda financiera	-	4.253.168	-	-	-	(8.554.533)	-	(8.554.533)	
Efecto Hiperinflación Argentina	(11.526.749)	1.119.151	-	-	(8.973.533)	(19.381.131)	-	(19.381.131)	
Otros Impuestos Diferidos	(12.679.612)	1.152.720	12	-	-	(12.807.701)	1.634.289	(353.468)	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, antes de compensación	(27.833.452)	(3.548.186)	127.926	13.925.798	(8.973.533)	(26.301.447)	72.097.886	(98.399.333)	
Compensación	-	-	-	-	-	-	(62.119.563)	62.119.563	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, después de Compensación	(27.833.452)	-	-	-	-	(26.301.447)	9.978.323	(36.279.770)	

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades subsidiarias cubren lo necesario para recuperar estos activos.

Al 30 de junio de 2024, el Grupo ha contabilizado todos los activos por impuestos diferidos asociados a sus pérdidas tributarias (ver Nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en la Subsidiaria y en el negocio conjunto. Adicionalmente no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de estas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para las cuales no se han reconocido en el estado de situación financiera, pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2024, asciende a M\$ 0 (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2023).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en Subsidiaria y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2024 asciende a M\$ 159.272.020 (M\$ 181.621.627 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 ejercicios tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2019 al 2023.

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 la fecha existen auditorías tributarias en curso. El Grupo considera que los efectos de las incertidumbres asociadas a dichas auditorías no tienen efecto significativo en los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2024.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles, tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras, por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2024			30 de junio de 2023		
	Importe antes de Impuestos	(Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	(Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Diferencias de cambio por conversión	4.699.761	-	4.699.761	3.182.849	-	3.182.849
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(43)	12	(31)	(56)	16	(40)
Cobertura de Flujo de Efectivo	(27.461.229)	7.414.532	(20.046.697)	(3.628.939)	979.814	(2.649.125)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(22.761.511)	7.414.544	(15.346.967)	(446.146)	979.830	533.684

A continuación, se presenta el cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023

En miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de junio de 2024	30 de junio de 2023
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	12	16
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	7.414.532	979.814
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativas a componentes de otro resultado integral	7.414.544	979.830

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros pasivos financieros	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que devengan intereses	52.455.832	472.518.363	404.745.927	467.541.579
Instrumentos derivados de cobertura (*)	88.423.324	5.668.084	71.233.588	6.949.774
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	49.322	-	640	-
Total	140.928.478	478.186.447	475.980.155	474.491.353

(*) Ver Nota 21.1.b

(**) Ver Nota 21.1.b

18.1. Préstamos que devengan intereses

El detalle de este rubro corriente y no corriente al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que Devengan Intereses	52.455.832	472.518.363	404.745.927	467.541.579
Préstamos bancarios garantizados	3	-	3	-
Obligaciones con el público no garantizadas	52.455.829	472.518.363	404.745.924	467.541.579
Total	52.455.832	472.518.363	404.745.927	467.541.579

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.06.2024										
					Vencimiento			Vencimiento							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
					3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2023										
					Vencimiento			Vencimiento							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
					3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Rut Entidad	Nombre del Acreedor	País Entidad	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 30.06.2024					
											Corriente			No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Uno a Dos Años	Total, No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Línea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-
Total											3	-	3	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Rut Entidad	Nombre del Acreedor	País Entidad	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2023					
											Corriente			No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Uno a Dos Años	Total, No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Línea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-
Total											3	-	3	-	-	-

18.2. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	al 30.06.2024									
					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	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	8,49%	7,78%	No	9.646.835	-	9.646.835	-	194.132.973	-	-	-	98.660.182	292.793.155
Chile	UF	6,01%	5,48%	No	-	42.808.994	42.808.994	41.971.149	41.971.149	41.971.149	37.323.104	16.488.657	-	179.725.208
Total					9.646.835	42.808.994	52.455.829	41.971.149	236.104.122	41.971.149	37.323.104	115.148.839	-	472.518.363

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	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	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	7,54%	6,90%	No	9.020.288	353.693.888	362.714.176	-	-	180.244.202	-	91.174.497	271.418.699	
Chile	UF	6,01%	5,48%	No	-	42.031.748	42.031.748	41.097.026	41.097.026	41.097.026	40.071.906	32.759.896	-	196.122.880
Total					9.020.288	395.725.636	404.745.924	41.097.026	41.097.026	221.341.228	40.071.906	123.934.393	-	467.541.579

- Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

En 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	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 30.06.2024									
											Corriente			No Corriente						
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Doce a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total, No Corriente	
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	8,00%	7,87%	Al	No	6.336.932	-	6.336.932	-	194.132.973	-	-	-	-	194.132.973
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	8,80%	7,33%	Al	No	2.026.424	-	2.026.424	-	-	-	-	-	65.875.076	65.875.076
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,88%	8,13%	Al	No	1.283.479	-	1.283.479	-	-	-	-	-	32.785.106	32.785.106
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H (I)	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	No	-	8.285.302	8.285.302	7.814.947	7.814.947	7.814.947	3.166.902	-	26.611.743	
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M (I)	Chile	UF	4,85%	4,75%	Semestral	No	-	34.523.692	34.523.692	34.156.202	34.156.202	34.156.202	34.156.202	16.488.657	153.113.465	
Total											9.646.835	42.808.994	52.455.829	41.971.149	236.104.122	41.971.149	37.323.104	115.148.839	472.518.963	

En 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	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2023								
											Corriente			No Corriente					
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Doce a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total, No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	8,00%	7,87%	Al	No	5.925.358	-	5.925.358	-	-	180.244.202	-	-	180.244.202
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	8,80%	7,33%	Al	No	1.894.811	-	1.894.811	-	-	-	-	61.106.625	61.106.625
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,88%	8,13%	Al	No	1.200.119	-	1.200.119	-	-	-	-	30.067.872	30.067.872
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,67%	4,25%	Al	No	-	353.693.888	353.693.888	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H (I)	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	No	-	8.168.209	8.168.209	7.652.187	7.652.187	7.652.187	6.627.067	-	29.583.628
91.081.000-6	Enel Generación Chile	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M (I)	Chile	UF	4,85%	4,75%	Semestral	No	-	33.863.539	33.863.539	33.444.839	33.444.839	33.444.839	33.444.839	32.759.896	166.539.252
Total											9.020.288	395.725.636	404.745.924	41.097.026	41.097.026	221.341.228	40.071.906	123.934.393	467.541.579

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 34.4. Restricciones financieras ítem 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan M\$222.534.202 al 30 de junio de 2024 y M\$238.154.628 al 31 de diciembre de 2023.

18.3. Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 30 de junio de 2024 asciende a M\$ 601.361.482 (M\$ 949.663.189 al 31 de diciembre de 2023). Para el período y ejercicio, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3.g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3.f.4).

18.4. Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses de Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2023, M\$ 350.848.000 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota 3.m). Esta deuda en dólares estadounidenses al 30 de junio de 2024 fue amortizada íntegramente.

El movimiento al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Reserva de Coberturas	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(87.137.519)	(102.693.817)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(24.678.469)	(6.562.492)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	10.835.073	22.118.790
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(100.980.915)	(87.137.519)

18.5. Otros aspectos

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, Enel Generación Chile no disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional.

18.6. Flujos futuros de deuda no descontados.

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

a) Préstamos Bancarios garantizados y no garantizados

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 30.06.2024	No Corriente					Total No Corriente al 30.06.2024
				Vencimiento			Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Total				3	-	3	-	-	-	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 31.12.2023	No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2023
				Vencimiento			Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Total				3	-	3	-	-	-	-	-	-

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 30.06.2024	No Corriente					Total No Corriente al 30.06.2024
				Vencimiento			Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	7,78%	No	8.380.630	15.250.878	23.631.508	23.631.507	211.716.239	8.130.366	8.108.152	355.381.393	606.967.657
Chile	UF	5,48%	No	2.866.183	49.864.507	52.730.690	50.594.481	48.458.269	46.332.728	42.031.972	17.456.683	204.874.133
Total				11.246.813	65.115.385	76.362.198	74.225.988	260.174.508	54.463.094	50.140.124	372.838.076	811.841.790

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 31.12.2023	No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2023
				Vencimiento			Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,90%	No	9.241.488	368.006.490	377.247.978	21.949.369	21.949.369	189.377.417	7.551.631	333.819.188	574.646.974
Chile	UF	5,48%	No	3.036.733	49.666.384	52.703.117	50.578.025	48.486.304	46.394.583	46.045.239	34.614.282	226.118.433
Total				12.278.221	417.672.874	429.951.095	72.527.394	70.435.673	235.772.000	53.596.870	368.433.470	800.765.407

19. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Pasivos por Arrendamientos	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Pasivos por arrendamientos	83.515	823.205	237.079	837.295
Total	83.515	823.205	237.079	837.295

19.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos.

En 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 30.06.2024								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total, No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basuito	Chile	UF	2,06%	Mensual	6.362	16.299	22.661	26.131	26.669	27.216	27.776	162.580	270.372
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	13.326	36.272	49.598	49.171	50.200	51.249	52.323	332.984	535.927
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	0,10%	Semestral	5.636	5.620	11.256	11.258	5.648	-	-	-	16.906
Total									25.324	58.191	83.515	86.580	82.517	78.465	80.099	495.564	823.205

En 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								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total, Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total, No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basuito	Chile	UF	2,06%	Mensual	3.273	18.659	21.932	25.328	25.849	26.380	26.921	168.892	273.370
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	13.029	35.097	48.126	47.652	48.648	49.665	50.705	345.211	541.881
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.392.580-K	Agrícola el Bagual LTDA.	Chile	UF	1,91%	Anual	12	-	12	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	99.527.200-8	Rentaequipos Tramaca S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	144.477	-	144.477	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.565.580-B	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	11.524	-	11.524	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	0,10%	Semestral	5.503	5.505	11.008	11.017	11.027	-	-	-	22.044
Total									177.818	59.261	237.079	83.997	85.524	76.045	77.626	514.103	837.295

19.2 Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados:

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 30.06.2024	
				Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2024	Vencimiento			Total No Corriente al 30.06.2024		
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años			Cuatro a Cinco Años
Chile	UF	1,42%	No	27.984	71.968	99.952	111.402	103.993	96.626	94.822	498.869	905.712
			Total	27.984	71.968	99.952	111.402	103.993	96.626	94.822	498.869	905.712

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total, No Corriente al 31.12.2023	
				Vencimiento		Total, Corriente al 31.12.2023	Vencimiento			Total, No Corriente al 31.12.2023		
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años			Cuatro a Cinco Años
Chile	UF	1,30%	No	338.710	71.576	410.286	109.523	107.701	93.320	91.660	522.685	924.889
			Total	338.710	71.576	410.286	109.523	107.701	93.320	91.660	522.685	924.889

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Generación 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 Generación 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 Generación 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 Generación 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 Generación 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.

20.1 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 Generación Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Bruta

	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Tasa de interés fija y/o protegida	100%	100%

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

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

20.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

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

Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el primer semestre 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.

20.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Generación Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

Al 30 de junio de 2024, mantenemos coberturas activas a liquidarse en Brent con un total de 173 kbbl asociadas a compras y sin exposición en contratos de venta. Respecto al gas, al mismo corte, nuestras coberturas a liquidar incluyen 2.4 TBtu en compras y 1.9 TBtu en ventas, ambas asociadas a Henry Hub Future, mientras que no hay obligaciones pendientes en Henry Hub Swap. En el segmento de carbón, contamos con 25 kTon en coberturas activas, todas en contratos de venta a liquidarse. Al 31 de diciembre de 2023 se mantenían coberturas activas a liquidarse de Brent que totalizaron 551 kbbl asociadas a compras y 217 kbbl en contratos de ventas. En lo que respecta al gas, al cierre del año 2023, contábamos con coberturas activas en dos tipos de commodities: a) Henry Hub Swap con 1,5 TBtu a liquidarse por ventas y b) Henry Hub Future, con 5,9 TBtu y 3.9 TBtu a liquidarse por concepto de compras y ventas, respectivamente. En relación con las coberturas de carbón, al 31 de diciembre de 2023, se registraron obligaciones de liquidación por un total de 47 kTon correspondientes a contratos de venta.

De acuerdo con las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, estas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer semestre de 2024.

20.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un 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, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas y derivados financieros ver Notas 18 y 21.2.

Al 30 de junio de 2024, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 271.876 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Generación Chile tenía una liquidez de M\$ 212.747.941 en efectivo y otros medios equivalentes.

20.5 Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

20.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Generación Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo, respecto al peso chileno.
- Tasa de interés de los gastos financieros.

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 41.633.378.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

21.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		al 30.06.2024			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura	
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.413.541.114	-	-	-
Instrumentos derivados	5.134.350	-	367.296	48.668.929	-
Otros activos financieros	-	44.492	-	-	-
Total Corriente	5.134.350	1.413.585.606	495.150	48.668.929	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.422	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	167.811.437	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	8.142.496	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-	-
Total No Corriente	-	167.811.437	2.326.422	8.142.496	-
Total	5.134.350	1.581.397.043	2.821.572	56.811.425	-

En miles de pesos chilenos - M\$		al 31.12.2023			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura	
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.329.533.968	-	-	-
Instrumentos derivados	46.128	-	2.693.292	55.415.267	-
Otros activos financieros	-	41.805	-	-	-
Total Corriente	46.128	1.329.575.773	2.821.146	55.415.267	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.466	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	154.378.785	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	9.275.919	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-	-
Total No Corriente	-	154.378.785	2.326.466	9.275.919	-
Total	46.128	1.483.954.558	5.147.612	64.691.186	-

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	52.455.832	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.037.093.800	-	-
Instrumentos derivados	1.769.261	-	7.108.053	88.423.324
Otros pasivos de carácter financiero	-	83.515	-	-
Total Corriente	1.769.261	1.089.633.147	7.108.053	88.423.324
Préstamos que devengan interés	-	472.518.363	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	169.981.202	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	5.668.084
Otros pasivos de carácter financiero	-	823.205	-	-
Total No Corriente	-	643.322.770	-	5.668.084
Total	1.769.261	1.732.955.917	7.108.053	94.091.408

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2023			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	404.745.927	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	778.102.914	-	-
Instrumentos derivados	640	-	15.456.599	71.233.588
Otros pasivos de carácter financiero	-	237.079	-	-
Total Corriente	640	1.183.085.920	15.456.599	71.233.588
Préstamos que devengan interés	-	467.541.579	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	157.881.602	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	6.949.774
Otros pasivos de carácter financiero	-	837.295	-	-
Total No Corriente	-	626.260.476	-	6.949.774
Total	640	1.809.346.396	15.456.599	78.183.362

21.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Generación Chile siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo con el siguiente detalle:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024				al 31.12.2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura de tipo de cambio:	48.668.929	8.142.496	88.423.324	5.668.084	55.415.267	9.275.919	71.233.588	6.949.774
Cobertura de flujos de caja	48.668.929	8.142.496	88.423.324	5.668.084	55.415.267	9.275.919	71.233.588	6.949.774
TOTAL	48.668.929	8.142.496	88.423.324	5.668.084	55.415.267	9.275.919	71.233.588	6.949.774

Apertura de Instrumentos de Derivados de Cobertura

Miles de pesos chilenos - M\$

Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	al 30.06.2024				al 31.12.2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Deuda financiera	47.090.205	7.783.613	42.700.989	5.668.084	45.894.341	8.252.744	37.011.495	5.004.408
Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	-	358.883	-	-	292.590	229.144	-	-
Ingresos operacionales	1.578.724	-	45.722.335	-	9.228.336	794.031	34.222.093	1.945.366
TOTAL	48.668.929	8.142.496	88.423.324	5.668.084	55.415.267	9.275.919	71.233.588	6.949.774

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

En 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	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			al 30.06.2024	al 31.12.2023	
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(44.143.611)	(26.145.093)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	6.504.745	12.131.182	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	358.883	521.735	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024				al 31.12.2023			
	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes
Instrumentos derivados de no cobertura	157.858	49.322	-	-	46.128	640	-	-
Total	157.858	49.322	-	-	46.128	640	-	-

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación, se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	al 30.06.2024					
	Valor razonable	Valor nominal		Valor nominal		Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años		
Cobertura de tipo de cambio:	(37.279.983)	1.100.143.944	52.904.412	-	-	1.153.048.356
Cobertura de flujos de caja	(37.279.983)	1.100.143.944	52.904.412	-	-	1.153.048.356
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.536	6.388.016	-	-	-	6.388.016
TOTAL	(37.171.447)	1.106.531.960	52.904.412	-	-	1.159.436.372

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	al 31.12.2023					
	Valor razonable	Valor nominal		Valor nominal		Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años		
Cobertura de tipo de cambio:	(13.492.176)	1.329.069.743	188.944.903	-	-	1.518.014.646
Cobertura de flujos de caja	(13.492.176)	1.329.069.743	188.944.903	-	-	1.518.014.646
Derivados no designados contablemente de cobertura	45.488	3.707.241	-	-	-	3.707.241
TOTAL	(13.446.688)	1.332.776.984	188.944.903	-	-	1.521.721.887

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.

21.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 30.06.2024	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	56.811.425	-	56.811.425	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	157.858	-	157.858	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	4.976.492	-	4.976.492	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	367.296	-	367.296	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.454.276	2.326.422	127.854	-
Total	64.767.347	2.326.422	62.440.925	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	94.091.408	-	94.091.408	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	49.322	-	49.322	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.719.939	-	1.719.939	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	7.108.053	-	7.108.053	-
Total	102.968.722	-	102.968.722	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2023	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	64.691.186	-	64.691.186	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	46.128	-	46.128	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.693.292	-	2.693.292	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.454.303	2.326.449	127.854	-
Total	69.884.909	2.326.449	67.558.460	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	78.183.362	-	78.183.362	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	640	-	640	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	15.456.599	-	15.456.599	-
Total	93.640.601	-	93.640.601	-

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	345.227.858	142.907.694	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	191.468.412	255.565.802	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	76.604.764	44.910.570	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	74.579.184	75.887.236	-	-
Subtotal	687.880.219	519.271.302	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	994.779	13.311.002	-	-
Depósitos en garantías	715.907	383.899	-	-
Cuentas por pagar al personal	9.901.144	13.040.099	-	-
Otras cuentas por pagar	6.062.938	8.896.308	2	2
Subtotal	17.674.768	35.631.308	2	2
Total, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	705.554.987	554.902.610	2	2

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 20.4.

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, se expone en Anexo N°3.

23. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Por reclamaciones legales	1.119.006	1.146.184	-	-
Por desmantelamiento, restauración (1)	23.884.789	19.307.863	151.974.847	169.312.379
Otras provisiones (2)	1.322.734	1.600.000	586.747	586.747
Total	26.326.529	22.054.047	152.561.594	169.899.126

(1) Ver Nota 3.a.

(2) En 2023, se incluye un monto de M\$ 1.600.000 en el corto plazo, relacionado con provisiones de reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo, 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.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente en contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

Las provisiones por desmantelamientos se originan por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros consolidados cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones durante el período 2024 y el ejercicio 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2024	1.146.184	188.620.242	2.186.747	191.953.173
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	4.139	(9.095.339)	(277.266)	(9.368.466)
Provisión Utilizada	(30.000)	(8.309.943)	-	(8.339.943)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	4.644.676	-	4.644.676
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(1.317)	-	-	(1.317)
Total Movimientos en Provisiones	(27.178)	(12.760.606)	(277.266)	(13.065.050)
Saldo al 30 de junio de 2024	1.119.006	175.859.636	1.909.481	178.888.123

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2023	1.386.074	170.959.955	1.948.861	174.294.890
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	29.266	25.661.682	1.600.000	27.290.948
Provisión Utilizada	(125.826)	(19.629.370)	(63.265)	(19.818.461)
Reverso de Provisión No Utilizada (2)	(33.970)	-	(1.298.849)	(1.332.819)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	11.627.975	-	11.627.975
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(109.360)	-	-	(109.360)
Total Movimientos en Provisiones	(239.890)	17.660.287	237.886	17.658.283
Saldo al 31 de diciembre de 2023	1.146.184	188.620.242	2.186.747	191.953.173

(1) La variación al alza que experimentó la provisión por desmantelamiento o restauración durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 se explica fundamentalmente por un incremento relacionado a la Central Los Cóndores por M\$ 19.053.494, cuya fase de construcción de los principales elementos de la obra civil están prácticamente finalizados, y al efecto en la valoración de todas obligaciones que originó la baja en las tasas de interés que se evidenció durante el ejercicio. Lo anterior fue compensado por los desembolsos efectuados durante el año 2023, que reducen el saldo de la provisión, y que están relacionados a los procesos de desmantelamiento del complejo Bocamina y de la Central Tarapacá.

(2) Corresponde a reversos de provisiones por Litigios.

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1 Aspectos generales

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros consolidados siguiendo los criterios descritos en la nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

- **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.
- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo con el régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en los estados financieros

- a) Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

En miles de pesos chilenos - M\$

Obligaciones post empleo	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Indemnización por años de servicios	15.446.611	15.313.444
Pensión Complementaria	2.254.016	2.280.371
Planes de Salud	1.300.149	1.346.629
Total Obligaciones Post Empleo, neto	19.000.776	18.940.444

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	al 30.06.2024
Saldo al 1 de enero de 2023	18.361.267
Costo del servicio corriente	553.679
Costo por intereses	924.892
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	100.655
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	373.100
Contribuciones pagadas	(1.173.891)
Transferencias del personal	(199.258)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	18.940.444
Costo del servicio corriente	261.676
Costo por intereses	469.651
Contribuciones pagadas	(709.740)
Transferencias del personal	38.745
Saldo al 30 de junio de 2024	19.000.776

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados al 30 de junio de 2024 y 2023 son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	(261.676)	(276.839)
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	(469.651)	(462.446)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	(731.327)	(739.285)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(731.327)	(739.285)

24.3 Otras revelaciones

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023

En miles de pesos chilenos - M\$

Hipótesis actuariales	Chile	
	al 30.06.2024	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	6,60%	6,60%
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\$ 1.082.417 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 1.145.208 en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 1.792.563.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Generación Chile corresponde a 6,29 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M\$
1	1.792.563
2	1.917.805
3	1.793.081
4	1.552.660
5	2.381.140
6 a 10	8.955.970

25. PATRIMONIO

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 el capital social de Enel Generación Chile S.A., asciende a M\$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 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.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994. Al 31 de diciembre de 2015 la prima de emisión ascendía a M\$ 206.008.557 y desde que fue efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. esta, ascendió a M\$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

Durante el período 2024 y el ejercicio 2023, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

25.1.2 Dividendos

El Directorio, por la unanimidad de sus miembros, acordó en la sesión de directorio del pasado 27 de febrero de 2023 proponer a la Junta la siguiente distribución de dividendos. La política de dividendos de Enel Generación Chile S.A. expuesta el 2022 consideraba distribuir un 30% de las utilidades del ejercicio 2022. En consecuencia, habiendo sido la utilidad líquida del periodo \$ 597.565.024.020, se propuso a la Junta Ordinaria de Accionistas, la cual aprobó, la distribución de un dividendo definitivo por un monto equivalente al 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, esto es, \$ 179.269.507.206 (que representa un dividendo de \$21.85745811550486 por acción), al cual se descontó el monto del dividendo provisorio pagado en enero de 2023 de \$23.831.005.806 y que fue efectuado con cargo al resultado de la compañía al 30 de septiembre de 2022, por lo que el monto efectivo a repartir a los accionistas en mayo de 2023 fue de \$ 155.438.501.400 que representa un dividendo de \$ 18.951859615384900 por acción.

El Directorio, acordó en la sesión de directorio del pasado 28 de febrero de 2024, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, a celebrarse el día 26 de abril de 2024, la distribución de un dividendo definitivo de \$ 303.450.276.634, monto equivalente al 60% de las utilidades líquidas del ejercicio 2023, en línea con la Política de Dividendos 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 en mayo de 2024, de ser aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas, sería de \$263.464.255.981, que representa un dividendo de \$32,122913873021500 por acción.

A continuación, se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total M\$	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
63	Provisorio	30/11/2017	26/01/2018	40.485.044	4.93614	2017
64	Definitivo	24/04/2018	18/05/2018	189.664.552	23.12488	2017
65	Provisorio	29/11/2018	11/01/2019	91.823.319	11.19557	2018
66	Definitivo	26/04/2019	17/05/2019	93.594.353	11.41150	2018
67	Provisorio	26/11/2019	24/01/2020	19.343.307	2.35844	2019
68	Definitivo	28/04/2020	27/05/2020	98.462.590	12.00506	Utilid. Acum.
69	Eventual	28/04/2020	27/05/2020	120.393.380	14.67898	Utilid. Acum.
70	Eventual	27/04/2021	27/05/2021	177.174.340	21.60200	2020
71	Provisorio	26/11/2021	21/01/2022	9.673.252	1.179413	2021
72	Definitivo	26/04/2022	20/05/2022	25.109.123	3.061433	2021
73	Provisorio	25/11/2022	20/01/2023	23.831.006	2.90560	2022
74	Definitivo	25/04/2023	19/05/2023	155.438.501	18.95186	2022
75	Provisorio	21/11/2023	19/01/2024	39.986.021	4.87530	2023
76	Definitivo	26/04/2024	17/05/2024	263.464.256	32.12291	2023

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado de los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Enel Generación Chile S.A.	12.958.732	4.598.650
GNL Chile S.A.	4.043.237	1.117.390
TOTAL	17.001.969	5.716.040

25.3 Gestión del capital.

El objetivo de la Compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de la Subsidiaria

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, no existen restricciones a la disposición de fondos de la subsidiaria.

25.5 Otras Reservas

A los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de otras reservas	01.01.2024	Movimiento 2024	al 30.06.2024
Diferencias de cambio por conversión	12.302.208	4.699.761	17.001.969
Coberturas de flujo de caja	(183.293.580)	(20.046.697)	(203.340.277)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.050)	(31)	(1.081)
Otras reservas varias	(15.344.978)	2.451.628	(12.893.350)
TOTAL	(186.337.400)	(12.895.339)	(199.232.739)

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de otras reservas	01.01.2023	Movimiento 2023	al 30.06.2023
Diferencias de cambio por conversión	2.533.191	3.182.849	5.716.040
Coberturas de flujo de caja	(84.814.832)	(2.649.125)	(87.463.957)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.018)	(44)	(1.062)
Otras reservas varias	(22.786.348)	168.427	(22.617.921)
TOTAL	(105.069.007)	702.107	(104.366.900)

a) **Reservas diferencias de conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestra Subsidiaria que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.9).
- La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).

b) **Cobertura flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.f.5 y 3.m).

c) **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

25.6 Otras reservas varias:

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otras reservas varias	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	458.265.366	458.265.366
Reservas APV transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(493.425.043)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.288)	(4.047.288)
Otras reservas varias (4)	26.313.615	16.589.044
Saldo Final	(12.893.350)	(22.617.921)

- 1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas.
- 2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria acumulada del capital pagado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

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 Endesa España, 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".

- 3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.
- 4) Con fecha 4 de enero de 2021, la Compañía adquirió el derecho de comercialización de contratos de compra- venta de energía y potencia para suministro de clientes libres, de la sociedad relacionada Enel Distribución 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, la operación fue considerada como transacción entre partes relacionadas bajo control común, por lo que el importe correspondiente a estos derechos se presenta en el rubro otras reservas varias.

25.7 Participaciones no controladoras

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañías		Participaciones no controladoras (porcentaje de control)			
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		al 30.06.2024	al 31.12.2023	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	14.023.418	11.752.704	6.276.247	5.153.682
TOTAL		14.023.418	11.752.704	6.276.247	5.153.682

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Ingresos de actividades ordinarias	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Ventas de energía (*)	1.476.999.151	1.312.439.166
Generación	1.476.999.151	1.312.439.166
Clientes Regulados	720.975.559	633.454.795
Clientes no Regulados	682.754.205	631.537.438
Ventas de Mercado Spot	73.269.387	47.446.933
Otras ventas	108.866.276	280.051.122
Ventas de gas	108.645.630	280.001.572
Ventas de productos y servicios	220.646	49.550
Otras prestaciones de servicios	2.349.410	2.154.358
Peajes y transmisión	14.459	-
Servicios de ingeniería y consultoría	2.334.951	2.154.358
Total, Ingresos de actividades ordinarias	1.588.214.837	1.594.644.646
En miles de pesos chilenos - M\$		
Otros ingresos	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Ingreso por acuerdo Metka	-	32.713.420
Servicio de regasificación a GM Holding	18.282.630	13.972.903
Ingresos operaciones Commodities	4.715.375	15.481.776
Otros Ingresos	1.997.822	916.214
Compensación por atraso de proveedores	-	167.240
Arrendamientos	378.751	1.814.569
Acuerdo Shell por compra anticipada de Barco	-	5.613.300
Reverso exceso de provisión por imptos por emisiones	-	3.779.119
Total, Otros ingresos	25.374.578	74.458.541

(*) El Grupo Enel Generación Chile tiene tres cliente con el cual registra ventas que representan un 10% o más de sus ingresos ordinarios, en el período terminado al 30 de junio de 2024. Dichos clientes corresponden a:

- Enel Distribución Chile.
- CGE Distribución Chile S.A.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Materias primas y consumibles utilizados	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Compras de energía	(722.393.136)	(766.458.679)
Consumo de combustible	(213.791.913)	(348.238.493)
Gas	(211.715.602)	(337.930.998)
Petróleo	(2.076.311)	(10.307.495)
Costo por transmisión de energía	(154.648.652)	(142.920.365)
Costos de ventas de gas	(88.306.391)	(148.437.177)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(23.651.421)	(47.214.751)
Total, materias primas y consumibles utilizados	(1.202.791.513)	(1.453.269.465)

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Gastos por beneficios a los empleados	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Sueldos y salarios	(21.494.159)	(22.042.194)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(261.676)	(276.839)
Seguridad social y otras cargas sociales	(1.643.183)	(2.238.063)
Otros gastos de personal	(158.970)	(159.524)
Total, Gastos por beneficios a los empleados	(23.557.988)	(24.716.620)

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

El detalle del rubro gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Depreciaciones (1)	(29.905.636)	(28.185.960)
Amortizaciones (2)	(1.153.013)	(1.859.225)
Subtotal	(31.058.649)	(30.045.185)
Reversos (pérdidas) por deterioro (*)	489.048	(279.296)
Total	(30.569.601)	(30.324.481)

En miles de pesos chilenos - M\$

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (ver nota 9.c)	489.048	(279.296)
Total	489.048	(279.296)

(1) ver Notas 15 y 16

(2) ver Nota 13

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros gastos por naturaleza	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Servicios profesionales independientes y externalizados	(16.050.329)	(16.765.102)
Primas de seguros	(10.383.521)	(7.826.140)
Reparaciones y conservación	(5.357.854)	(3.717.595)
Otros suministros y servicios	(1.246.617)	(3.088.675)
Tributos y tasas	(1.263.758)	(1.372.001)
Gastos Administrativos	(1.721.352)	(1.575.663)
Arrendamientos y cánones	(1.064.273)	(705.993)
Gastos de medioambiente	(966.122)	(560.515)
Gastos de viajes	(308.355)	(666.094)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(271.064)	(346.579)
Indemnizaciones y multas	-	(68)
Total, Otros gastos por naturaleza	(38.633.245)	(36.624.425)

31. OTRAS GANANCIAS

El detalle del rubro por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente

En miles de pesos chilenos - M\$

Otras ganancias (pérdidas)	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Venta de Edificio corporativo	-	2.642.875
Ajuste de precio de venta de Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (1)	-	1.833.289
Resultado de Otras inversiones	233.792	56.895
Total	233.792	4.533.059

- (1) Con fecha 30 de diciembre de 2021 fue realizada la venta del negocio conjunto en Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda., del cual se mantenía el 50% de la propiedad (ver Nota 2.6.ii), por un monto de US\$ 13.862.707 equivalentes a M\$ 11.786.767 a dicha fecha, resultando en una utilidad en venta de M\$9.968.845. Cabe destacar que, al cierre del 31 de marzo de 2023, se realiza un ajuste al precio de venta producto del ajuste de precio asociado al proceso tarifario por M\$ 1.833.289.

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Ingresos financieros	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	1.479.314	1.375.043
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.772.242	181.048
Ingresos financieros por contratos con empresas de distribución eléctrica	17.884.602	-
Otros ingresos financieros	8.099.064	9.430.311
Total, Ingresos Financieros	29.235.222	10.986.402

En miles de pesos chilenos - M\$

Costos Financieros	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Costos Financieros	(24.587.106)	(29.531.005)
Gastos financieros activados (2)	34.425.291	25.157.666
Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes (3)	(3.847.842)	(11.920.299)
Préstamos bancarios	-	(13.453)
Acuerdos por aplazamiento de pagos a proveedores	(8.098.451)	-
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(469.651)	(462.446)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(23.125.479)	(22.569.070)
Otros costos financieros	(23.470.974)	(19.723.403)
Resultado por unidades de reajuste (*)	13.726.308	4.073.045
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(15.762.424)	11.796.748
Positivas	74.346.696	84.650.316
Negativas	(90.109.120)	(72.853.568)
Total, Costos Financieros	(26.623.222)	(13.661.212)
Total, Resultado Financiero	2.612.000	(2.674.810)

- (1) Corresponde a ingresos financieros 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 8.a.1).
- (2) Ver Nota 15.b.1
- (3) Ver Nota 8.a.2.

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Otros activos no financieros	3.592.080	4.054.930
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corriente	10.002.705	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	294.754	4.859.351
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos de Derivados)	(18.745)	-
Subtotal resultado por reajuste	13.870.794	8.914.281
Subtotal Resultado por Hiperinflación (1)	(144.486)	(4.841.236)
Resultado Unidades por Reajuste	13.726.308	4.073.045

En miles de pesos chilenos - M\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corriente (2)	54.590.465	(33.176.231)
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar Corriente	(50.935.029)	15.644.187
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar No Corriente (3)	-	(12.178.008)
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.261.229	6.343.515
Otros activos financieros	373.950	1.451.063
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos de Derivados)	(25.053.039)	33.712.222
Total, Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(15.762.424)	11.796.748

- (1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota 2.9).
- (2) Contiene efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar corrientes por M\$ 24.097.961 al 30 de junio de 2024 (M\$ (39.218.604) al 30 de junio de 2023), originado 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°21.472 (ver Notas 4.b.ii y 8).
- (3) Contiene efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar no corrientes por M\$ 11.764.207 al 30 de junio de 2024 (M\$ (12.178.008) al 30 de junio de 2023), originado 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 Notas 4.b.i y 8).

Los orígenes de los efectos en resultados de la Hiperinflación son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Resultado por Hiperinflación	al 30.06.2024	al 30.06.2023
Inventarios	131.359	97.867
Activos intangibles distintos de la plusvalía	288	239
Propiedades, planta y equipo	2.494.875	1.289.358
Pasivo por impuestos diferidos	(421.127)	(6.138.013)
Patrimonio	(2.451.629)	(168.423)
Gastos de personal	66.540	72.475
Otros gastos fijos de explotación	54.803	45.276
Ingresos financieros	(21.624)	(47.652)
Gastos financieros	2.029	7.637
Diferencias de Cambio	-	-
Resultado por hiperinflación (1)	(144.486)	(4.841.236)

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultados integrales consolidado, correspondiente a los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

(Gasto) / Ingreso por Impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	al 30.06.2024	al 30.06.2023
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(70.128.278)	(25.620.582)
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	(531.797)	(563.491)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(7.414.532)	(979.814)
Total (Gasto) / Ingreso por impuesto corriente	(78.074.607)	(27.163.887)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(149.112)	5.319.468
Total (Gasto) / Ingreso por impuestos Diferidos	(149.112)	5.319.468
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(78.223.719)	(21.844.419)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 17.

A continuación, 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 correspondiente a los períodos terminados al 30 de junio de 2024 y 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa %	al 30.06.2024	Tasa %	al 30.06.2023
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		327.013.263		135.828.580
Total, de (gasto) / Ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(88.293.581)	(27,00%)	(36.673.716)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(0,27%)	(889.487)	0,05%	67.720
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	0,34%	1.126.520	1,13%	1.540.591
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,46%)	(1.502.217)	(0,92%)	(1.248.839)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de años anteriores	(0,16%)	(531.797)	(0,42%)	(563.491)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	3,63%	11.866.843	11,07%	15.033.316
Total, ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	3,08%	10.069.862	10,92%	14.829.297
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(23,92%)	(78.223.719)	(16,08%)	(21.844.419)

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

34.1 Garantías directas

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, Enel Generación Chile no tiene propiedades planta y equipo gravados como garantía de pasivos.

Al 30 de junio de 2024 Enel Generación Chile tiene compromisos futuros de compra de energía por M\$ 12.323.295.866.

A continuación, se presentan las principales garantías directas vigentes, correspondiente al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023:

En miles de pesos chilenos - M\$

Sociedad	Beneficiario	Fecha de Origen	Fecha de expiración	Moneda	Monto en moneda de origen	al 30.06.2024
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	04-01-2024	02-01-2025	CLP	40.000.000.000	40.000.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	04-01-2024	02-01-2025	CLP	29.600.000.000	29.600.000
Enel Generación Chile SA	Enel Distribución Chile S.A.	03-04-2024	19-04-2025	CLF	720.000	27.051.739
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	28-11-2023	02-01-2025	CLP	20.000.000.000	20.000.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	28-11-2023	02-01-2025	CLP	20.000.000.000	20.000.000
Enel Generación Chile SA	Empresas Cmpc S.A.	13-09-2023	30-09-2024	CLF	363.600	13.661.128
Enel Generación Chile SA	Enel Distribución Chile S.A.	03-04-2024	19-04-2025	CLF	300.000	11.271.558
Enel Generación Chile SA	Planta Solar Tocopilla Spa	30-01-2024	15-03-2025	USD	4.557.603	4.303.927
Enel Generación Chile SA	Tamarico Solar Dos Spa	01-02-2024	15-03-2025	USD	2.879.265	2.719.005
Enel Generación Chile SA	Compañía Minera del Pacifico S.A.	05-04-2024	13-12-2024	CLF	70.000	2.630.030
Enel Generación Chile SA	Inversiones Fotovoltaicas Spa	07-02-2024	15-03-2025	USD	1.996.881	1.885.735
Enel Generación Chile SA	Ministerio De Obras Públicas. Dirección General De Aguas	02-01-2024	30-12-2025	CLF	43.732	1.643.093
Enel Generación Chile SA	Gasoducto Gasandes S.A.	01-03-2024	31-03-2025	USD	1.141.200	1.077.681
Enel Generación Chile SA	Secretaria Regional Ministerial De Bienes Nacionales	14-04-2020	09-06-2025	CLP	1.004.463.285	1.004.463

En miles de pesos chilenos - M\$

Sociedad	Beneficiario	Fecha de Origen	Fecha de expiración	Moneda	Monto en moneda de origen	al 31.12.2023
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	04-01-2024	02-01-2025	CLP	40.000.000.000	40.000.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	04-01-2024	02-01-2025	CLP	29.600.000.000	29.600.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	28-11-2023	02-01-2025	CLP	20.000.000.000	20.000.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Independiente Del Sistema Electrico Nacional	28-11-2023	02-01-2025	CLP	20.000.000.000	20.000.000
Enel Generación Chile SA	Corporación Nacional Del Cobre De Chile	21-09-2023	08-03-2024	CLF	500.000.000	18.394.680
Enel Generación Chile SA	Empresas Cmpc S.A.	13-09-2023	30-09-2024	CLF	363.600	13.376.611
Enel Generación Chile SA	Planta Solar Tocopilla Spa	08-11-2023	15-03-2024	USD	4.325.714	3.794.170
Enel Generación Chile SA	Tamarico Solar Dos Spa	07-11-2023	15-03-2024	USD	2.732.760	2.396.958
Enel Generación Chile SA	Inversiones Fotovoltaicas Spa	22-02-2023	15-03-2024	USD	2.450.257	2.149.169
Enel Generación Chile SA	Gasoducto Gasandes S.A.	12-09-2023	20-05-2024	USD	1.501.500	1.316.996
Enel Generación Chile SA	Shell Global Lng Limites	02-12-2022	30-01-2024	USD	1.500.000	1.315.680
Enel Generación Chile SA	Doña Antonia Solar Spa	10-11-2023	15-03-2024	USD	1.398.697	1.226.825
Enel Generación Chile SA	Secretaria Regional Ministerial De Bienes Nacionales	14-04-2020	09-06-2025	CLP	1.004.463.285	1.004.463

34.2 Garantías indirectas

Al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 no existen garantías Indirectas.

34.3 Litigios y arbitrajes

Con fecha 21 de marzo de 2022, se presenta la demanda de Inversiones Tricahue en contra de Enel Generación ante el juez árbitro don Rafael Gómez Balmaceda, alegando el incumplimiento de un acuerdo transaccional de fecha 22 de agosto de 2012, solicitando que se declare judicialmente el incumplimiento y se condene a Enel Generación al pago de la multa o clausula penal establecida en el citado acuerdo. El caso se encuentra pendiente de fallo.

La Administración de Enel Generación Chile S.A., considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los 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.

A continuación, se informa otro litigio de relevancia:

En relación con el procedimiento judicial iniciado por determinados operadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) (año 2017), entre los que se encuentran Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA y Engie Energía Chile SA, contra Gas Atacama Chile (actualmente Enel Generación Chile), el 17 de octubre de 2023, se dictó sentencia de primera instancia en la que se acogieron parcialmente las pretensiones de los demandantes. Enel Generación Chile S.A., presentó los recursos procesales correspondientes ante la Corte de apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendientes de resolución. Se estima un riesgo remoto de condena.

34.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertas ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default.

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Serie H y M	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile o sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$30 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$50 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora.
Acreedor	Bank of New York Mellon (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile
Número de inscripción	ISIN: US29244TAC53; US29244TAB7; US29244TAA9	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$50 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$50 millones.	No poseer deudas individuales en mora.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$50 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Generación Chile limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US\$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Acreeedor	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317
Nombre indicador o ratio financiero	Nivel de Endeudamiento Consolidado	Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante	Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros	Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Obligaciones Financieras correspondiente a la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total.	El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora, el cual es contrastado con el nivel de Patrimonio Mínimo que se reajustará por un porcentaje, siempre que sea positivo, de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor multiplicado por la diferencia entre 1 menos la razón de Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Si la variación anual del Índice de Precios al Consumidor es negativa o bien si la razón entre Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante es mayor que uno, no habrá reajuste en dicho año.	La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando.	La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos Corrientes y No Corrientes y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos Corrientes y No Corrientes. Se debe excluir de lo señalado anteriormente las cantidades correspondientes a que cumplan copulativamente lo siguiente: i) operaciones de duración inferior 180 días, y ii) operaciones que se originen en el giro ordinario de los negocios de Enel Generación Chile o de sus sociedades filiales.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US\$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,18	\$2.421.689 millones	17,88	US\$ -235,77 millones
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Obligaciones Financieras y Capitalización Total	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora.	Resultado Bruto de Explotación y Gastos Financieros	Cuentas por Cobrar y por Pagar a Entidades Relacionadas Corrientes y No Corrientes.

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

Al 30 de junio de 2024, tanto Enel Generación Chile como su filial se encontraban en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, y también de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

35. DOTACIÓN

La dotación de Enel Generación Chile al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

País	al 30.06.2024	al 31.12.2023
Chile	559	553
Argentina	21	21
Total	580	574
Promedio	579	607

36. SANCIONES

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

Enel Generación Chile S.A.

1.1. Al 30 de junio de 2024, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Valparaíso, iniciado mediante Acta de Inspección N°1705213, por un monto de 500 UTM (M\$32.885), por supuestos incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los Protocolos de Exposición a Ruido y otras normas de vigilancia de salud en la Central Quintero.

1.2. Al 30 de junio de 2024, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Tarapacá, iniciado mediante Acta de Inspección N°000766, por un monto de 500 UTM (M\$32.885), por la supuesto infracción de CELTA en el uso de Cal en las Central Térmica Tarapacá.

1.3. Al 30 de junio de 2024, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Coquimbo, iniciado mediante Acta de Inspección N°10066, del 21 de junio de 2016, por un monto de 500 UTM (M\$32.885) por la supuesta infracción cometida por Gasatacama, hoy Enel Generación Chile, al mantener residuos en un área no autorizada.

1.4. Al 30 de junio de 2024, se acogió el reclamo deducido por Enel en el contexto del proceso sancionatorio iniciado por la SEREMI de Salud de la región Metropolitana, iniciado mediante resolución exenta N°20131261, por un monto de 50 UTM (M\$3.288) por la supuesta infracción a normativa sanitaria por COVID-19. A la espera del cierre formal de este proceso

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No hay sanciones pendientes de resolución al 30 de junio de 2024

En relación con las sanciones, el Grupo ha establecido provisiones por M\$ 101.943 al 30 de junio de 2024 (ver Nota 24). Aunque existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no se describen en esta nota porque representan individualmente montos irrelevantes. La administración de la Compañía considera que las provisiones registradas en los estados financieros consolidados son adecuadas para cubrir los riesgos que resultan de las sanciones porque no considera que haya pasivos adicionales distintos de los especificados.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al 30 de junio de 2024 y 2023, son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.06.2024							
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior	
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	6.491	-	6.491	-	31/12/2024	6.491	34.645	
		Saneamiento Ambiental	En proceso	3.294	-	3.294	8.706	31/12/2024	12.000	32.297	
		Materiales Medioambiente	En proceso	29.815	-	29.815	74.285	31/12/2024	104.100	6.434	
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización) ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS.	En proceso	827.834	338.499	489.335	2.097.708	31/12/2024	2.925.542	1.667.978	
		GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	388.828	100.742	288.086	2.025.470	31/12/2024	2.414.298	500.071
		GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	149.101	-	149.101	123.654	31/12/2024	272.755	509.032
Total				1.405.363	439.241	966.122	4.329.823		5.735.186	2.750.457	

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 30.06.2023							
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior	
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	14.950	-	14.950	19.695	31/12/2023	34.645	19.696	
		Saneamiento Ambiental	En proceso	7.068	-	7.068	25.229	31/12/2023	32.297	26.230	
		Materiales Medioambiente	En proceso	963	-	963	5.471	31/12/2023	6.434	6.434	
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS.	En proceso	421.887	92.641	329.246	1.246.089	31/12/2023	1.667.978	2.359.191	
		GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	158.283	69.999	88.284	341.789	31/12/2023	500.071	1.859.354
		GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	120.004	-	120.004	389.029	31/12/2023	509.032	566.698
Total				723.155	162.640	560.515	2.027.302		2.750.457	4.836.603	

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA

El detalle de la información financiera resumida al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre Sociedad	Estados financieros	el 30.06.2024										
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total, Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total, de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinario	Ganancia (Perdida)	Resultado Integral total
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	86.824.341	161.788.317	248.612.658	22.562.130	35.300.396	190.750.132	248.612.658	126.472.475	(4.083.704)	85.366.744	85.366.744

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre Sociedad	Estados financieros	al 31.12.2023										
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total, Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total, de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinario	Ganancia (Perdida)	Resultado Integral total
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	91.177.341	155.350.662	246.528.003	50.383.352	36.279.770	159.864.881	246.528.003	217.717.148	(7.818.816)	147.655.728	147.655.728

39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de julio de 2024 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, no se tiene conocimiento de hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y los resultados presentados.

ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

En miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	al 30.06.2024					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	37.086	85.561	56.282	11.353	81.594	271.876
Otros activos financieros corrientes	-	172.346	48.826.787	-	-	48.999.133
Otros activos no financieros corrientes	-	45.525.930	-	-	-	45.525.930
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	539.773.296	761.993.490	57.685	-	1.301.824.471
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	88.112.010	24.760.521	4.187.900	-	117.060.431
Inventarios corrientes	-	34.860.104	-	-	-	34.860.104
Activos por impuestos corrientes	-	530.201	-	-	-	530.201
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
TOTAL, ACTIVOS CORRIENTES	37.086	709.059.448	835.637.080	4.256.938	81.594	1.549.072.146
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	-	2.326.422	8.142.496	-	-	10.468.918
Otros activos no financieros no corrientes	-	181.962.991	-	-	-	181.962.991
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	3.506.295	-	-	-	3.506.295
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	164.305.142	-	-	164.305.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	24.567.969	-	484.837	25.052.806
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	25.848.768	-	-	118.500	25.967.268
Plusvalía	-	24.860.356	-	-	-	24.860.356
Propiedades, Planta y Equipo	-	2.583.018.511	-	-	13.982.158	2.597.000.669
Activos por derecho de uso	-	10.858.139	-	-	-	10.858.139
Activos por impuestos diferidos	-	8.926.474	-	-	-	8.926.474
TOTAL, ACTIVOS NO CORRIENTES	-	2.841.307.956	197.015.607	-	14.585.495	3.052.909.058
TOTAL, ACTIVOS	37.086	3.550.367.404	1.032.652.687	4.256.938	14.667.089	4.601.981.204

En miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	al 31.12.2023					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	35.935	136.031.512	76.658.651	10.884	10.959	212.747.941
Otros activos financieros corrientes	-	55.612.058	-	18.996	-	55.631.054
Otros activos no financieros corrientes	3.055.257	28.976.491	14.533.726	-	360.690	46.926.164
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	674.019.442	193.765.339	51.451	-	867.836.232
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	430.900.845	29.539.252	3.950.931	-	464.391.028
Inventarios corrientes	627.574	399.941	25.720.106	5.009.744	146.519	31.903.884
Activos por impuestos corrientes	-	4.245.090	-	-	1.863	4.246.953
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
TOTAL, ACTIVOS CORRIENTES	3.718.767	1.330.185.379	340.217.073	9.042.006	520.031	1.683.683.256
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	1.838.328	9.764.057	-	-	-	11.602.385
Otros activos no financieros no corrientes	-	181.574.647	-	-	-	181.574.647
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	3.108.510	-	-	-	3.108.510
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	151.270.275	-	-	151.270.275
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	19.668.637	-	283.362	19.951.999
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	26.227.487	-	-	120.081	26.347.568
Plusvalía	-	24.860.356	-	-	-	24.860.356
Propiedades, Planta y Equipo	-	2.495.120.459	-	-	12.106.020	2.507.226.479
Activos por derecho de uso	585.821	14.098.477	-	-	-	14.684.298
Activos por impuestos diferidos	-	9.978.323	-	-	-	9.978.323
TOTAL, ACTIVOS NO CORRIENTES	2.424.149	2.764.732.316	170.938.912	-	12.509.463	2.950.604.840
TOTAL, ACTIVOS	6.142.916	4.094.917.695	511.155.985	9.042.006	13.029.494	4.634.288.096

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 30.06.2024					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	42.808.994	4	98.119.480	-	-	140.928.478
Pasivos por arrendamientos corrientes	83.515	-	-	-	-	83.515
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	2.738.731	673.308.361	28.283.772	1.159.313	64.810	705.554.987
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	235.038.928	76.958.994	28.368.883	-	340.366.805
Otras provisiones corrientes	-	26.326.529	-	-	-	26.326.529
Pasivos por impuestos corrientes	-	32.805.980	-	-	-	32.805.980
Otros pasivos no financieros corrientes	-	19.024.353	-	-	-	19.024.353
TOTAL, PASIVOS CORRIENTES	45.631.240	986.504.155	203.362.246	29.528.196	64.810	1.265.090.647
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	179.725.208	-	298.461.239	-	-	478.186.447
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	45.324.744	-	-	-	45.324.744
Pasivos por arrendamientos no corrientes	823.205	-	-	-	-	823.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	169.981.200	-	-	169.981.200
Otras provisiones no corrientes	-	152.561.594	-	-	-	152.561.594
Pasivo por impuestos diferidos	-	35.300.396	-	-	-	35.300.396
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	19.000.776	-	-	-	19.000.776
TOTAL, PASIVOS NO CORRIENTES	180.548.413	252.187.512	468.442.439	-	-	901.178.364
TOTAL, PASIVOS	226.179.653	1.238.691.667	671.804.685	29.528.196	64.810	2.166.269.011

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 31.12.2023					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	42.031.748	2	433.948.405	-	-	475.980.155
Pasivos por arrendamientos corrientes	237.079	-	-	-	-	237.079
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	4.428.736	523.843.943	25.668.027	723.820	238.084	554.902.610
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	165.358.019	43.043.090	30.255.794	-	238.656.903
Otras provisiones corrientes	-	22.022.457	-	-	31.590	22.054.047
Pasivos por impuestos corrientes	-	58.099.804	-	-	-	58.099.804
Otros pasivos no financieros corrientes	-	13.827.539	2.889.697	1.466.079	8.127	18.191.442
TOTAL, PASIVOS CORRIENTES	46.697.563	783.151.764	505.549.219	32.445.693	277.801	1.368.122.040
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	196.122.880	-	278.368.473	-	-	474.491.353
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	52.287.807	-	-	-	52.287.807
Pasivos por arrendamientos no corrientes	837.295	-	-	-	-	837.295
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	157.881.600	-	-	157.881.600
Otras provisiones no corrientes	-	169.899.126	-	-	-	169.899.126
Pasivo por impuestos diferidos	-	36.279.770	-	-	-	36.279.770
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	18.940.444	-	-	-	18.940.444
TOTAL, PASIVOS NO CORRIENTES	196.960.175	277.407.149	436.250.073	-	-	910.617.397
TOTAL, PASIVOS	243.657.738	1.060.558.913	941.799.292	32.445.693	277.801	2.278.739.437

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 de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera

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

En miles de pesos chilenos - M\$

al 30.06.2024												
	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	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	77.255.522	1.293.176.399	2.443.602
Provisión de deterioro	(3.552.826)	(79.294)	(91.952)	(2.566)	(250.938)	(2.936)	(3.288)	(5.322)	(7.423)	(202.128)	(4.198.673)	(2.958)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	12.846.745	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.846.745	1.065.651
Total	1.047.394.525	31.440.474	33.769.828	1.033.023	103.510.807	1.025.179	1.353.440	2.181.904	3.061.897	77.053.394	1.301.824.471	3.506.295

En 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	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	51.436.313	860.288.978	2.234.948
Provisión de deterioro	(1.157.402)	(86.661)	(759.055)	(199.997)	(218.187)	(104.314)	(460.833)	(122.220)	(503.753)	(1.073.000)	(4.685.422)	(5.257)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	12.232.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.232.676	878.819
Total	696.511.484	11.974.642	34.824.367	9.311.830	10.039.476	4.845.805	21.142.013	5.607.433	23.215.869	50.363.313	867.836.232	3.108.510

- Por tipo de cartera:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024						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
Al día	242	1.040.544.208	-	-	242	1.040.544.208	21	687.671.158	-	-	21	687.671.158
Entre 1 y 30 días	94	31.519.768	-	-	94	31.519.768	1.306	12.061.303	-	-	1.306	12.061.303
Entre 31 y 60 días	42	33.861.780	-	-	42	33.861.780	405	35.583.422	-	-	405	35.583.422
Entre 61 y 90 días	37	1.035.589	-	-	37	1.035.589	131	9.511.827	-	-	131	9.511.827
Entre 91 y 120 días	31	103.761.745	-	-	31	103.761.745	186	10.257.663	-	-	186	10.257.663
Entre 121 y 150 días	38	1.028.115	-	-	38	1.028.115	196	4.950.119	-	-	196	4.950.119
Entre 151 y 180 días	63	1.356.728	-	-	63	1.356.728	122	21.602.846	-	-	122	21.602.846
Entre 181 y 210 días	210	2.187.226	-	-	210	2.187.226	81	5.729.653	-	-	81	5.729.653
Entre 211 y 250 días	453	3.069.320	-	-	453	3.069.320	162	23.719.622	-	-	162	23.719.622
Superior a 251 días	647	77.255.522	-	-	647	77.255.522	4.239	51.436.313	-	-	4.239	51.436.313
Total	1.857	1.295.620.001	-	-	1.857	1.295.620.001	6.849	862.523.926	-	-	6.849	862.523.926

b) Provisiones y castigos.

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones y castigos	al 30.06.2024	al 31.12.2023
	Provisión cartera no repactada	(489.048)
Recuperos del ejercicio	-	-
Total	(489.048)	(89.938)

c) Número y monto de operaciones.

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1	2	-	2
Monto de las operaciones	(197.992)	(489.048)	-	(89.938)

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.06.2024											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 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	29.057.205	48.198.317	1.293.176.399	2.443.602
- Grandes Clientes	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	29.057.205	48.198.317	1.293.176.399	2.443.602
Provisión Deterioro	(3.552.826)	(79.294)	(91.952)	(2.566)	(250.938)	(2.936)	(3.288)	(5.322)	(7.423)	(70.858)	(131.270)	(4.198.673)	(2.958)
Servicios no facturados	984.783.363	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	984.783.363	-
Servicios facturados	53.317.243	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	29.057.205	48.198.317	308.393.036	2.443.602
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	29.057.205	48.198.317	1.293.176.399	2.443.602
Total Provisión Deterioro	(3.552.826)	(79.294)	(91.952)	(2.566)	(250.938)	(2.936)	(3.288)	(5.322)	(7.423)	(70.858)	(131.270)	(4.198.673)	(2.958)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.034.547.780	31.440.474	33.769.828	1.033.023	103.510.807	1.025.179	1.353.440	2.181.904	3.061.897	28.986.347	48.067.047	1.288.977.726	2.440.644

En 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 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	35.690.037	15.746.276	860.288.978	2.234.948
- Grandes Clientes	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	35.690.037	15.746.276	860.288.978	2.234.948
Provisión Deterioro	(1.157.402)	(86.661)	(759.055)	(199.997)	(218.187)	(1.04.314)	(460.833)	(122.220)	(503.753)	(755.173)	(317.827)	(4.685.422)	(5.257)
Servicios no facturados	557.264.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	557.264.648	-
Servicios facturados	128.171.562	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	35.690.037	15.746.276	303.024.330	2.234.948
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	35.690.037	15.746.276	860.288.978	2.234.948
Total Provisión Deterioro	(1.157.402)	(86.661)	(759.055)	(199.997)	(218.187)	(1.04.314)	(460.833)	(122.220)	(503.753)	(755.173)	(317.827)	(4.685.422)	(5.257)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	684.278.808	11.974.642	34.824.367	9.311.830	10.039.476	4.845.805	21.142.013	5.607.433	23.215.869	34.934.864	15.428.449	855.603.556	2.229.691

- Por tipo de cartera:

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de Cartera	al 30.06.2024											Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente	
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días				
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	77.255.522		1.293.176.399	2.443.602	
- Grandes Clientes	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	77.255.522		1.293.176.399	2.443.602	
Total cartera bruta	1.038.100.606	31.519.768	33.861.780	1.035.589	103.761.745	1.028.115	1.356.728	2.187.226	3.069.320	77.255.522		1.293.176.399	2.443.602	

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2023											Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente	
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días				
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	51.436.313		860.288.978	2.234.948	
- Grandes Clientes	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	51.436.313		860.288.978	2.234.948	
Total cartera bruta	685.436.210	12.061.303	35.583.422	9.511.827	10.257.663	4.950.119	21.602.846	5.729.653	23.719.622	51.436.313		860.288.978	2.234.948	

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

En miles de pesos chilenos - M\$

BALANCE	al 30.06.2024		al 31.12.2023	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.605.269	78	103.732.340	4.078
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.215.717.634	42.637.475	779.303.982	57.661.085
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	127.710.750	-	127.689.052	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	250.144.955	-	250.144.955	-
Total Activo estimado	1.626.178.608	42.637.553	1.260.870.329	57.665.163
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	29.006.303	1.445.869	33.076.158	1.691.692
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	70.727.562	28.216.272	16.432.739	1.506.733
Total Pasivo estimado	99.733.865	29.662.141	49.508.897	3.198.425

En miles de pesos chilenos - M\$

RESULTADO	al 30.06.2024		al 30.06.2023	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	1.248.322.903	42.637.553	504.134.801	12.657.061
Compra de Energía	99.733.865	29.662.141	120.667.950	15.334.752

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Proveedores con pagos al día	al 30.06.2024			al 31.12.2023		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Hasta 30 días	75.910.223	611.969.996	687.880.219	76.597.369	442.673.933	519.271.302
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-
Total	75.910.223	611.969.996	687.880.219	76.597.369	442.673.933	519.271.302
Período promedio de pago cuentas al día	30	30		30	30	

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de Proveedores	al 30.06.2024			al 31.12.2023		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Proveedores por compra de energía	-	345.227.858	345.227.858	-	142.907.694	142.907.694
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	191.468.412	191.468.412	-	255.565.802	255.565.802
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.331.039	75.273.725	76.604.764	710.133	44.200.437	44.910.570
Cuentas por pagar por compra de activos	74.579.184	-	74.579.184	75.887.236	-	75.887.236
Total	75.910.223	611.969.996	687.880.219	76.597.369	442.673.933	519.271.302