

ESTADOS FINANCIEROS

256
Estados Financieros

372
Declaración de
Responsabilidad

369
Informe del Auditor
Independiente

Índice

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado.....	260
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función.....	262
Otros Resultados Integrales Consolidados.....	263
Estados de Flujo de Efectivo - Directo.....	264
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto.....	266
NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL.....	268
NOTA 2 - BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	268
2.1 Bases de Preparación	268
2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS	269
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas.....	275
2.4 Entidades Filiales.....	276
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.....	276
2.6 Principios de Consolidación.....	277
2.7 Cambios en las políticas contables materiales.....	277
2.8 Moneda Funcional y de Presentación.....	277
2.9 Periodo Contable.....	277
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	278
NOTA 3 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	278
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos.....	278
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía.....	279
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes.....	280
3.4 Activos Intangibles.....	280
3.5 Deterioro de Activos.....	281
3.6 Activos arrendados.....	282
3.7 Instrumentos Financieros.....	282
3.8 Inventarios.....	289
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas.....	289
3.10 Provisiones.....	289
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente.....	290
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	290
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos.....	291
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción.....	292

3.15 Dividendos.....	292
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	292
3.17 Segmentos de Operación.....	292
3.18 Pasivos y Activos Contingentes.....	292
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	293
4.1 Descripción del Negocio.....	293
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	293
4.3 Tipos de clientes.....	293
4.4 Principales Activos.....	294
4.5 Energías Renovables.....	294
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS.....	295
5.1 Adquisición de filiales.....	295
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	295
6.1 Disponible.....	295
6.2 Depósitos a Plazo.....	296
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	297
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	297
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	298
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	298
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.....	299
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.....	299
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.....	303
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia.....	303
10.2 Personal Clave de la Gerencia.....	304
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente.....	304
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente.....	305
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.....	305
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes.....	305
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas.....	306

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES.....	308
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES.....	309
NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE.....	309
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	310
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALÍA.....	311
NOTA 16 – PLUSVALÍA.....	312
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.....	313
NOTA 18 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	319
NOTA 19 – IMPUESTOS DIFERIDOS.....	320
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	321
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos.....	322
19.3 Conciliación Tasa Efectiva.....	323
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo.....	324
NOTA 20 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	324
NOTA 21 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA.....	330
NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	333
NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS.....	334
23.1 Riesgos de Mercado.....	335
23.2 Riesgo de Precio de Acciones.....	337
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles.....	337
23.4 Riesgo de Crédito.....	338
23.5 Activos Financieros y Derivados.....	339
23.6 Riesgo de Liquidez.....	340
23.7 Seguros.....	340
23.8 Clasificación de Riesgo.....	341
NOTA 24 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	341
NOTA 25 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	343
NOTA 26 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	343
NOTA 27 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES.....	344
NOTA 28 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	345

NOTA 29 – PATRIMONIO.....	346
29.1 Política de Dividendos.....	346
29.2 Gestión de Capital.....	346
NOTA 30 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	347
NOTA 31 – COSTOS DE VENTA.....	348
NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN.....	348
NOTA 33 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	349
NOTA 34 – GASTOS DEL PERSONAL.....	349
NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS).....	350
NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS.....	350
NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS.....	350
NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO.....	351
NOTA 39 – GANANCIA POR ACCIÓN.....	352
NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.....	353
40.1 Garantías Directas.....	353
40.2 Garantías Indirectas.....	354
40.3 Caucciones Obtenidas de Terceros.....	355
40.4 Restricciones.....	357
40.5 Otras Contingencias.....	360
NOTA 41 – DOTACIÓN.....	361
NOTA 42 – SANCIONES.....	362
NOTA 43 – MEDIO AMBIENTE.....	362
NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	364
NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES.....	365
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	365
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	366

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Activos	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	498.643	301.327
Otros activos financieros corrientes	7-21	11.941	12.441
Otros activos no financieros corrientes	8	215.982	237.668
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	217.775	271.171
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	2.859	7.407
Inventarios corrientes	11	124.635	139.574
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	8.676	16.782
Activos Corrientes, Total		1.080.511	986.370
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7-21	27.065	5.682
Otros activos no financieros no corrientes	13	65.122	39.417
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	90.892	297.584
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	17.400	16.017
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	138.968	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	130.631	138.773
Plusvalía	16	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	17	2.969.246	2.385.034
Activos por derecho de uso	18	117.120	122.900
Activos por impuestos diferidos	19	51.041	108.970
Activos No Corrientes, Total		3.640.269	3.272.558
Activos, Total		4.720.780	4.258.928

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Patrimonio y Pasivos	Nota	31-12-2024 KUSD	31-12-2023 KUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	287.363	331.704
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.311	5.387
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	270.424	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	45.240	15.568
Pasivos por impuestos corrientes	12	0	15.363
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	34.572	31.911
Otros pasivos no financieros corrientes	26	7.973	14.436
Pasivos Corrientes, Total		649.883	708.618
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	2.152.132	1.813.530
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	87.532	101.220
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	47.854	49.889
Otras provisiones no corrientes	27	187.074	170.524
Pasivo por impuestos diferidos	19	31.348	29.010
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	78	43
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	82	81
Pasivos, No Corrientes, Total		2.506.100	2.164.297
Total Pasivos		3.155.983	2.872.915
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		126.967	(46.910)
Otras Reservas	29	394.102	389.195
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.564.797	1.386.013
Patrimonio Total		1.564.797	1.386.013
Patrimonio y Pasivos, Total		4.720.780	4.258.928

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN.

Por los años terminados al 31 de diciembre 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	30	1.836.464	2.187.837
Costo de ventas	31	(1.433.175)	(1.941.863)
Ganancia bruta		403.289	245.974
Otros ingresos	32	20.189	20.823
Gastos de administración	33	(57.123)	(48.757)
Otros gastos o ingresos, por función	35	(463)	(613.927)
Ganancia (pérdida) actividades de operación		365.892	(395.887)
Ingresos financieros	36	83.161	23.414
Costos financieros	37	(130.907)	(127.764)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	5.533	3.427
Diferencias de cambio	38	(12.474)	(2.294)
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto		311.205	(499.104)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	19	(82.914)	88.050
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones Continuadas		228.291	(411.054)
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		228.291	(411.054)
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		0	0
Ganancias por Acción:			
Ganancia (pérdida)		228.291	(411.054)
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	39	USD 0,217	(USD 0,390)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Otro resultado integral	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ganancia	228.291	(411.054)
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.763	(22.129)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	1.144	5.281
Otro resultado integral	4.907	(16.848)
Resultado Integral	233.198	(427.902)
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	233.198	(427.902)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	0
Resultado Integral Total	233.198	(427.902)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2024 KUSD	31-12-2023 KUSD
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		2.433.874	2.597.419
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		17.813	6.119
Otros cobros por actividades de operación		30	88
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.584.169)	(1.965.406)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(78.886)	(77.679)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(37.613)	(37.960)
Otros pagos por actividades de operación		(267)	(202)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(116.307)	(98.350)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		1.115	0
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(28.988)	(31.800)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(31.088)	(46.246)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		575.514	345.983

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, expresados en miles de dólares estadounidenses.

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2024 KUSD	31-12-2023 KUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(1.192)	0
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(655.228)	(534.614)
Intereses recibidos		17.553	6.291
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(187.687)	(179.162)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		175.856	194.812
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(650.698)	(512.673)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		0	50.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		825.118	775.000
Préstamos de entidades relacionadas		0	75.000
Pagos de préstamos		(550.522)	(489.894)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(3.522)	(4.055)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		0	(75.000)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		271.074	331.051
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		195.890	164.361
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.426	4.601
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		197.316	168.962
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	301.327	132.365
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	498.643	301.327

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO.

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2024, expresado en miles de dólares estadounidenses.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2024	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2024	1.043.728	389.195	0	(46.910)	1.386.013	0	1.386.013
Ganancia	0	0	0	228.291	228.291	0	228.291
Otros Resultados Integrales	0	4.907	0	0	4.907	0	4.907
Total Resultados Integrales	0	4.907	0	228.291	233.198	0	233.198
Dividendos	0	0	0	(54.414)	(54.414)	0	(54.414)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	0	4.907	0	173.877	178.784	0	178.784
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2024	1.043.728	394.102	0	126.967	1.564.797	0	1.564.797

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO.

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023, expresado en miles de dólares estadounidenses.

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2023	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01-01-2023	1.043.728	394.371	0	364.144	1.802.243	0	1.802.243
Ganancia (pérdida)	0	0	0	(411.054)	(411.054)	0	(411.054)
Otros Resultados Integrales	0	(16.848)	0	0	(16.848)	0	(16.848)
Total Resultados Integrales	0	(16.848)	0	(411.054)	(427.902)	0	(427.902)
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	11.672	0	0	11.672	0	11.672
Cambios en Patrimonio	0	(5.176)	0	(411.054)	(416.230)	0	(416.230)
Saldo Final Ejercicio Anterior 31-12-2023	1.043.728	389.195	0	(46.910)	1.386.013	0	1.386.013

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

NOTA 1 - INFORMACION GENERAL

1.1 Información Corporativa

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad E.CL S.A. por "ENGIE ENERGIA CHILE S.A."

El domicilio social y las oficinas principales de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Isidora Goyenechea N° 2800 Oficinas 1601,1701, 1801, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE AUSTRAL S.A. titular de 631.924.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 59,99%, el 40,01% restante es transado en las distintas bolsas de comercio de Chile.

Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2024 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de enero de 2025. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2023 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 30 de enero de 2024.

Estos Estados Financieros Consolidados se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de Preparación

Los presentes Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENGIE ENERGIA CHILE S.A y sus Filiales.

2.2 Nuevas normas IFRS, Interpretaciones y Enmiendas del Comité de Interpretaciones de IFRS

La Compañía aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2024 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aun no haya entrado en vigencia.

a) Las normas, interpretaciones y enmiendas a IFRS que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IAS 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2024
IFRS 16	Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
IAS 7 e IFRS 7	Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores	1 de enero de 2024

IAS 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes

En 2020 y 2022, el IASB emitió enmiendas a la IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

1. Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
2. Que debe existir un derecho a aplazar al final del período sobre el que se informa.
3. Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
4. Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto en los estados financieros de la entidad.

IFRS 16 Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior

La enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de IFRS 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46 de IFRS 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de IFRS 16, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” o los “pagos de arrendamiento revisados” de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la IFRS 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine “pagos por arrendamiento” que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de IFRS 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con IAS 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con IAS 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma IFRS 16.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto en los estados financieros de la entidad.

IAS 7 e IFRS 7 – Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores

En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la IAS 7 Estado de Flujos de Efectivo y la IFRS 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Las enmiendas especifican los requisitos de información a revelar para mejorar los requisitos actuales, que tienen por objeto ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las enmiendas aclaran las características de los acuerdos de financiación de proveedores. En estos acuerdos, uno o más proveedores de servicios financieros pagan cantidades que una entidad adeuda a sus proveedores. La entidad acuerda liquidar esos montos con los proveedores de servicios financieros de acuerdo con los términos y condiciones de los acuerdos, ya sea en la misma fecha o en una fecha posterior a la que los proveedores de servicios financieros pagan a los proveedores de la entidad.

Las enmiendas requieren que una entidad proporcione información sobre el impacto de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos y los flujos de efectivo, incluidos los términos y condiciones de dichos acuerdos, información cuantitativa sobre los pasivos relacionados con dichos acuerdos al principio y al final del período sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la IFRS 7, los acuerdos de financiación de proveedores se incluyen como un ejemplo de otros factores que podrían ser relevantes para revelar.

Las enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Las enmiendas brindan algunas exenciones de transición con respecto a la información comparativa y cuantitativa al comienzo del período de informe anual y las revelaciones en la información financiera intermedia.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto en los estados financieros de la entidad.

b) Las normas e interpretaciones, así como las enmiendas a IFRS, que han sido emitidas, pero aún no han entrado en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación. La Sociedad no ha aplicado estas normas en forma anticipada:

Enmiendas		Fecha de aplicación obligatoria
IAS 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025
IFRS 9 e IFRS 7	Clasificación y medición de los instrumentos financieros	1 de enero de 2026
IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 e IAS 7	Mejoras anuales a las IFRS	1 de enero de 2026
IFRS 9 e IFRS 7	Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza	1 de enero de 2026
IFRS 18	Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
IFRS 19	Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	1 de enero de 2027
IFRS 10 e IAS 28	Estados Financieros Consolidados – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

IAS 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio – Falta de intercambiabilidad

Las enmiendas a IAS 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio especifican cómo una entidad debe evaluar si una moneda es intercambiable y cómo debe determinar un tipo de cambio spot cuando falta intercambiabilidad.

Se considera que una moneda es intercambiable por otra moneda cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo cambiario donde una transacción de cambio crearía derechos y obligaciones exigibles.

Si una moneda no es intercambiable por otra moneda, se requiere que una entidad estime el tipo de cambio spot en la fecha de medición. El objetivo de esta estimación es reflejar la tasa a la que tendría lugar una transacción de intercambio a la fecha de medición entre participantes del mercado bajo condiciones económicas prevalecientes. Las enmiendas señalan que una entidad puede utilizar un tipo de cambio observable sin ajuste u otra técnica de estimación.

Cuando una entidad estima un tipo de cambio spot porque una moneda no es intercambiable por otra moneda, debe revelar información que permita a los usuarios de sus estados financieros comprender cómo este hecho afecta, o se espera que afecte, el desempeño financiero, situación financiera y flujos de efectivo de la entidad.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Al aplicar las enmiendas, una entidad no puede reexpresar información comparativa

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IFRS 9 e IFRS 7 Clasificación y Medición de los Instrumentos Financieros

En mayo de 2024, el Consejo emitió enmiendas a la clasificación y medición de los instrumentos financieros que:

1. Clarifican que un pasivo financiero se da de baja en cuentas en la “fecha de liquidación”, es decir, cuando la obligación vinculada se cumple, se cancela, expira o el pasivo de otro modo califica para su baja en cuentas. También introduce una opción de política contable para dar de baja en cuentas los pasivos financieros que se liquidan a través de un sistema de pago electrónico antes de la fecha de liquidación si se cumplen ciertas condiciones.
2. Clarifican cómo evaluar las características del flujo de efectivo contractual de los activos financieros que incluyen características ambientales, sociales y de gobernanza (ASG) y otras características contingentes similares.
3. Clarifican el tratamiento de los activos sin recurso y los instrumentos vinculados contractualmente,
4. Requieren revelaciones adicionales en la IFRS 7 para activos y pasivos financieros con términos contractuales que hacen referencia a un evento contingente (incluidos aquellos que están vinculados a ASG) e instrumentos de patrimonio clasificados a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Las entidades pueden adoptar anticipadamente las modificaciones que se relacionan con la clasificación de activos financieros más las revelaciones relacionadas y aplicar las otras modificaciones más adelante.

Los nuevos requisitos se aplicarán retrospectivamente con un ajuste en el saldo de apertura de los resultados acumulados. No es necesario reexpresar períodos anteriores. Además, se requiere que una entidad revele información sobre los activos financieros que cambian su categoría de medición debido a las modificaciones.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

Mejoras anuales a las IFRS

En julio de 2024 el Consejo emitió las mejoras anuales a las IFRS que afectan IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 e IAS 7. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una norma o corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores, equivocaciones o conflictos entre los requisitos de las normas IFRS que pueden ser causados por descripciones imprecisas.

Estas enmiendas aplican para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza

En diciembre de 2024, el Consejo emitió las enmiendas a IFRS 9 Instrumentos Financieros y a la IFRS 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar, que:

1. Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.
2. Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.
3. Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

Las enmiendas entrarán en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después. Se permite la adopción anticipada, pero la misma debe ser revelada. Las aclaraciones sobre los requisitos de “uso propio” deben aplicarse retrospectivamente, pero las directrices que permiten la contabilidad de cobertura deben aplicarse prospectivamente a las nuevas relaciones de cobertura designadas en o después de la fecha de aplicación inicial.

IFRS 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros

En abril de 2024, el Consejo emitió la IFRS 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros (“IFRS 18”) que reemplaza la IAS 1 Presentación de Estados Financieros. IFRS 18 introduce nuevas categorías y subtotales en el estado de resultados. También requiere la revelación de medidas de desempeño definidas por la administración (tal como se definen) e incluye nuevos requisitos para la ubicación, agregación y desagregación de la información financiera incluyendo orientación para determinar descripciones o nombres significativos para las partidas que se agregan en los estados financieros.

Estado de resultados

Se requerirá que una entidad clasifique todos los ingresos y gastos dentro de su estado de resultados en una de cinco categorías: operativos; de inversión; de financiación; impuestos sobre las ganancias; y operaciones discontinuadas. Además, IFRS 18 requiere que una entidad presente subtotales y totales para “ganancia o pérdida operativa”, “ganancia o pérdida antes de financiamiento e impuestos sobre las ganancias” y “ganancia o pérdida”.

Principales actividades de negocio

Para efectos de clasificar sus ingresos y gastos en las categorías requeridas por IFRS 18, una entidad necesitará evaluar si tiene una “actividad de negocio principal” de invertir en activos o proporcionar financiamiento a clientes, ya que se aplicarán requisitos de clasificación específicos a tales entidades. Determinar si una entidad tiene tal actividad de negocio principal específica es una cuestión de hecho y de circunstancias que requiere juicio. Una entidad puede tener más de una actividad de negocio principal.

Medidas de desempeño definidas por la administración

IFRS 18 introduce el concepto de medida de desempeño definida por la administración (“MPM” por sus siglas en inglés) que se define como un subtotal de ingresos y gastos que una entidad utiliza en comunicaciones públicas fuera de los estados financieros, para comunicar la visión que la administración tiene de un aspecto del desempeño financiero de la entidad en su conjunto a los usuarios. IFRS 18 requiere la revelación de información sobre todas las MPMs de una entidad dentro de una sola nota a los estados financieros y requiere que se hagan varias revelaciones sobre cada MPM, incluyendo cómo se calcula la medida y una conciliación con el subtotal más comparable especificado por IFRS 18 u otra norma contable IFRS.

Modificaciones resultantes a otras normas contables

Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la IAS 7 Estado de Flujos de Efectivo, que incluyen cambiar el punto de partida para determinar los flujos de efectivo de las actividades de operación bajo el método indirecto de “ganancia o pérdida” a “ganancia o pérdida operativa”. También se ha eliminado en gran medida la opcionalidad en torno a la clasificación de los flujos de efectivo de dividendos e intereses en el estado de flujos de efectivo.

Además, se modifica IAS 33 Ganancias por Acción para incluir requisitos adicionales que permitan a las entidades revelar montos adicionales por acción, solo si el numerador utilizado en el cálculo cumple con criterios específicos. El numerador debe ser:

- Un importe atribuible a los accionistas ordinarios de la entidad matriz; y
- Un total o subtotal identificado por IFRS 18 o una MPM según lo definido por IFRS 18.

Algunos requisitos previamente incluidos en IAS 1 se han trasladado a IAS 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, que ha pasado a denominarse IAS 8 Bases para la Preparación de Estados Financieros. IAS 34 Información Financiera Intermedia ha sido modificada para requerir la divulgación de las MPMs.

IFRS 18 y las modificaciones a las demás normas contables son efectivas para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se aplicarán de forma retroactiva. La adopción anticipada está permitida la cual deberá divulgarse.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IFRS 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar

En mayo de 2024, el Consejo emitió IFRS 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar ("IFRS 19"), que permite a las entidades elegibles optar por aplicar requisitos de revelación reducidos sin dejar de aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación en otras normas de contabilidad IFRS. A menos que se especifique lo contrario, las entidades elegibles que opten por aplicar IFRS 19 no necesitarán aplicar los requisitos de revelación de otras normas contables IFRS.

Una entidad que aplica IFRS 19 debe revelar ese hecho como parte de su declaración general de cumplimiento de las normas contables IFRS. IFRS 19 requiere que una entidad cuyos estados financieros cumplan con las normas de contabilidad IFRS, incluida IFRS 19, haga una declaración explícita y sin reservas de dicho cumplimiento.

Una entidad puede optar por aplicar IFRS 19 si al final del periodo sobre el que se informa:

- Es una subsidiaria según se define en IFRS 10 Estados Financieros Consolidados;
- No tiene obligación de pública de rendir cuentas; y
- Tiene una matriz (ya sea última o intermedia) que prepara estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplen con las normas contables IFRS.

Obligación pública de rendir cuentas

Una entidad tiene obligación pública de rendir cuentas si:

- Sus instrumentos de deuda o capital se negocian en un mercado público, o está en proceso de emitir tales instrumentos que se negocien en un mercado público; o
- Mantiene activos en calidad de fiduciario para un amplio grupo de personas externas como uno de sus negocios principales (es decir, no por razones incidentales a su negocio principal).

Requisitos de revelación y referencias a otras normas contables IFRS

Los requisitos de revelación de IFRS 19 están organizados en subtítulos según las normas de contabilidad IFRS y cuando los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad IFRS siguen siendo aplicables, estos se especifican bajo el subtítulo de cada norma de contabilidad IFRS.

Las revelaciones de IFRS 19 excluyen IFRS 8 Segmentos Operativos, IFRS 17 Contratos de Seguro y IAS 33 Ganancias por Acción. Por lo tanto, si una entidad que aplica IFRS 19 debe aplicar IFRS 17 o elige aplicar IFRS 8 y/o IAS 33, se requeriría que esa entidad aplique todos los requisitos de revelación relevantes en esas normas.

Enmiendas esperadas

Al desarrollar los requisitos de divulgación de IFRS 19, el Consejo consideró los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad IFRS al 28 de febrero de 2021.

Los requisitos de revelación en las normas de contabilidad IFRS que se han agregado o modificado después de esta fecha se han incluido en IFRS 19 sin cambios. En consecuencia, el Consejo indicó que publicará un proyecto de norma que establecerá si y cómo reducir los requisitos de revelación de cualquier modificación y adición realizadas a otras normas de contabilidad IFRS después del 28 de febrero de 2021, con el fin de actualizar IFRS 19.

IFRS 19 es efectiva para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se permite su adopción anticipada. Si una entidad elegible opta por aplicar la norma antes, debe revelar ese hecho. Se requiere que una entidad, durante el primer período (anual e intermedio) en el que aplica la norma, alinee las revelaciones en el período comparativo con las revelaciones incluidas en el período actual según IFRS 19, a menos que IFRS 19 u otra norma contable IFRS permita o requiera lo contrario.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IFRS 10 Estados Financieros Consolidados e IAS 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos - venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

Las enmiendas a IFRS 10 Estados Financieros Consolidados e IAS 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011) abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de IFRS 10 y los de IAS 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el Consejo está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

El directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2024.

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

• Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro

La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

• Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios

Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial (Nota 3.10.1).

• Contingencias, juicios o litigios

La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

• Activos Intangibles

Para estimar el valor de uso, la Sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a amortizaciones del Estado de Resultados.

2.4 Entidades Filiales

Estos estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Las filiales "Electroandina SpA.", "Central Termoeléctrica Andina SpA.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solar Los Loros SpA", "Eólica Monte Redondo SpA", "Alba SpA", "Alba Andes SpA", "Alba Pacífico SpA", "Río Alto SpA.", "Energías de Abtao SpA", "Eólica Entre Cerros SpA" y "Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA" se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo EECL (Ver Anexo 1 a).

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

Corresponde a la participación en sociedades en la que EECL posee control conjunto con otra sociedad o en las que ejerce una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de la Sociedad sobre el capital ajustado de la emisora.

Las entidades asociadas son aquellas entidades en donde la Sociedad tiene influencia significativa, pero no control, sobre las políticas financieras y operacionales.

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación se describe en Anexo 1 b).

La sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. y la sociedad Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. es contabilizada por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las 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 filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra en términos muy ventajosos, 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.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. 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 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.
3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales 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. Cabe mencionar que la Sociedad posee el 100% de la participación en todas sus filiales por lo tanto las participaciones no controladoras en los estados financieros son iguales a cero.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales 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 filial. 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.

2.7 Cambios en las políticas contables materiales

Los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2024 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

2.8 Moneda Funcional y de Presentación

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (kUSD).

2.9 Periodo Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidado, al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad y todas sus filiales es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	31-12-2024 USD 1	31-12-2023 USD 1
Peso Chileno	996,4600	877,1200
Euro	0,9625	0,9042
Yen	157,2100	140,8950
Peso Argentino	1030,5000	807,9750
Libra Esterlina	0,7978	0,7844
Unidad de Fomento	38,5532	41,9434

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. 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.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenimientos mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

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

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
Centrales Fotovoltaicas	Vida útil años	25	35
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquirente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles		Vida útil de intangibles	
		Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. 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 Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

De acuerdo con las normas contables, si se realiza un deterioro a nivel de una UGE, cualquier pérdida por deterioro debe asignarse para reducir el valor en libros de los activos en un orden específico: primero, para reducir cualquier plusvalía existente y segundo, a los demás activos a prorrata. Además, una entidad no reducirá el valor en libros de un activo por debajo el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición, su valor en uso y cero. En última instancia, si no es factible estimar el importe recuperable de cada activo individual de una UGE, las NIIF requieren una asignación de arbitraria de una pérdida por deterioro entre los activos de esa unidad generadora de efectivo.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:

- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

3.6.1 Arrendatario

Como arrendatario, la Compañía reconoce un activo en la fecha en que comienza el arrendamiento si representa el derecho a usar el activo subyacente durante el período del arrendamiento (un activo por derecho de uso) y un pasivo por pagos de arriendo (pasivo por arrendamiento). Los arrendamientos a menos de 12 meses (y no renovables) pueden excluirse, así como los arrendamientos donde el valor del activo subyacente no es significativo. La Compañía reconoce por separado el gasto por intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

3.6.2 Clasificación

Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.

3.6.3 Cargo por depreciación

Los arrendatarios aplicarán los requisitos de depreciación de la NIC 16, Propiedades, planta y equipo, al depreciar un activo por derecho de uso (amortizar).

3.6.4 Deterioro

Los arrendatarios aplicarán la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado y para contabilizar las pérdidas por deterioro identificadas.

3.6.5 Arrendador

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la contabilidad bajo la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando 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.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.7 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 sociedad.

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 90 días.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

La Sociedad mide los instrumentos financieros, como los derivados, y los activos no financieros, como las propiedades de inversión, a su valor razonable en cada fecha del balance.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo se lleva a cabo:

- En el mercado principal del activo o pasivo o,
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o el más ventajoso debe ser accesible por la Sociedad.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado usarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico.

Una medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos al usar el activo en su mayor y mejor uso o al venderlo a otro participante del mercado este usaría el activo en su mejor y más alto uso.

La Sociedad usa técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos relevantes observables y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos para los que se mide o revela el valor razonable en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía del valor razonable, que se describe a continuación:

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 este nivel, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg";

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

3.7.2 Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los activos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial y en las mediciones posteriores al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (OCI) y el valor razonable a través de resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de EECL para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o para las cuales la Sociedad ha aplicado una solución práctica, EECL inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Cuentas por cobrar comerciales que no contienen un financiamiento significativo

O para el cual la Sociedad ha aplicado una solución práctica se mide al precio de la transacción como es revelado en la sección (IFRS 15, Ingresos de contratos con clientes).

Para que un activo financiero se clasifique y mida al costo amortizado o al valor razonable a través de OCI, debe generar flujos de efectivo que sean "sólo pagos de principal e intereses (SPPI)" sobre el monto del principal pendiente. Esta evaluación se conoce como la prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son SPPI se clasifican y miden al valor razonable con cambios en resultados, independientemente del modelo de negocio.

El modelo de negocios de EECL para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta.

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Mediciones posteriores

Para fines de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda).
- Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en la baja en cuentas (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

Los activos financieros al costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de tasa de interés efectiva (EIR) y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de EECL al costo amortizado pueden incluir partidas tales como cuentas por cobrar comerciales y préstamos a partes relacionadas y que son incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros a valor razonable a través de OCI (instrumentos de deuda)

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, los ingresos por intereses, la revaluación cambiaria y las pérdidas o reversiones por deterioro se reconocen en el estado de resultados y se calculan de la misma manera que para los activos financieros medidos al costo amortizado. Los cambios en el valor razonable restantes se reconocen en OCI. Al darse de baja, el cambio acumulado del valor razonable reconocido en OCI se recicla a resultados.

Los instrumentos de deuda de EECL a valor razonable a través de OCI incluyen inversiones en instrumentos de deuda cotizados incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI (instrumentos de patrimonio)

Tras el reconocimiento inicial, la Sociedad puede optar por clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital como instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI cuando cumplen con la definición de patrimonio según la NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación y no son mantenidos para negociación. La clasificación se determina instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas en estos activos financieros nunca se reciclan para obtener ganancias o pérdidas. Los dividendos se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago, excepto cuando EECL se beneficia de dichos ingresos como una recuperación de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias se registran en OCI. Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

La Sociedad eligió clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital no cotizadas en esta categoría.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en el estado de situación financiera a valor razonable con cambios netos en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados.

Esta categoría incluye instrumentos derivados e inversiones de capital cotizadas que EECL no había elegido irrevocablemente para clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos sobre las inversiones de capital cotizadas se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Un derivado incluido en un contrato híbrido, con un pasivo financiero o un anfitrión no financiero, se separa del anfitrión y se contabiliza como un derivado separado si: las características económicas y los riesgos no están estrechamente relacionados con el anfitrión; un instrumento separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivado; y el contrato híbrido no se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los derivados implícitos se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en resultados. La reevaluación solo ocurre si hay un cambio en los términos del contrato que modifica significativamente los flujos de efectivo que de otro modo serían necesarios o una reclasificación de un activo financiero fuera del valor razonable a través de la categoría de pérdidas o ganancias.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, cuando corresponda, una parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja principalmente (es decir, se elimina del estado consolidado de situación financiera de EECL) cuando:

- Los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han expirado, o
- La Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero en virtud de un acuerdo de 'transferencia'; y (a) la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas del activo, o (b) la Sociedad no transfirió ni retuvo sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo de un activo o ha celebrado un acuerdo de traspaso, evalúa si, y en qué medida, ha retenido los riesgos y beneficios de la propiedad.

Cuando no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni ha transferido el control del activo, la Sociedad continúa reconociendo el activo transferido en la medida de su participación continua. En ese caso, la Sociedad también reconoce un pasivo asociado. El activo transferido y el pasivo asociado se miden sobre una base que refleja los derechos y obligaciones que EECL ha retenido.

La participación continua que toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide al menor valor en libros original del activo y la cantidad máxima de contraprestación que EECL podría tener que pagar.

Deterioro

La Sociedad reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos a valor razonable con cambios en resultados. Las PCE se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que EECL espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo de la venta de garantías colaterales u otras mejoras crediticias que son parte integral de los términos contractuales.

Las PCE se reconocen en dos etapas..

- Para las exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se proporcionan PCE para pérdidas crediticias que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (un PCE de 12 meses).
- Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva de pérdidas para las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una PCE de por vida).

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, la Sociedad aplica un enfoque simplificado en el cálculo de las PCE. Por lo tanto, la Sociedad no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión para pérdidas basada en las PCE de por vida en cada fecha de reporte. La Sociedad ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, EECL aplica la simplificación de bajo riesgo de crédito. En cada fecha de presentación de informes, EECL evalúa si se considera que el instrumento de deuda tiene un bajo riesgo crediticio utilizando toda la información razonable y respaldable que esté disponible sin un costo o esfuerzo indebido. Al hacer esa evaluación, EECL reevalúa la calificación crediticia interna del instrumento de deuda. Además, EECL considera que ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito cuando los pagos contractuales están atrasados más de 30 días.

La Sociedad considera un activo financiero en incumplimiento cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días. Sin embargo, en ciertos casos, EECL también puede considerar que un activo financiero está en incumplimiento cuando la información interna o externa indica que es poco probable que EECL reciba los montos contractuales pendientes en su totalidad antes de tener en cuenta las mejoras crediticias que posee la Sociedad. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

3.7.3 Pasivos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura efectiva, según corresponda.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen cuentas por pagar comerciales y de otro tipo, préstamos y obligaciones, incluidos sobregiros bancarios e instrumentos financieros derivados.

Mediciones subsecuentes

Para fines de medición posterior, los pasivos financieros se clasifican en dos categorías:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones).

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Las ganancias o pérdidas en los pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados. Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, y solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9. El grupo no ha designado cualquier responsabilidad financiera como al valor razonable con cambios en resultados.

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)

Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.
- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El rating de cobertura es del mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable

El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo

La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se discontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energía Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- Alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

En los ejercicios cubiertos por los estados financieros la Sociedad sólo utilizó cobertura de flujos de efectivo.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable 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 la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 27).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponibles. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Compañía durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

EECL analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

EECL reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distributable será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solares, eólicas e hidroeléctrica que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

No existe una relación directa entre cada una de las unidades generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de la Sociedad, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

EECL es parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Eléctrico Nacional, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para EECL, a la totalidad del negocio descrito.

3.18 Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

NOTA 4 - REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Descripción del Negocio

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 31 de diciembre de 2024, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 7% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.409 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m³ al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Eléctrico Nacional se extiende desde Arica a Chiloé.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía 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 costo marginal.

4.3 Tipos de clientes

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN 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 CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 2.691 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (7%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales renovables suman una capacidad total de 1.010 MW y se ubican a lo largo del SEN, las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 7 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 6 centrales en Mejillones y 1 central en Tocopilla, con una capacidad total de 1.670 MW.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales "Solar Los Loros SpA" con una potencia instalada de 46 MWp y "Solairedirect Generación Andacollo SpA" con una potencia instalada de 1,3MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial "Eólica Monte Redondo SpA" sumando a sus activos de generación renovable el Parque Eólico Monte Redondo con una capacidad instalada de 48 MW y la Central Hidroeléctrica Laja con una capacidad instalada de 34,4 MW.

Con fecha 29 de octubre de 2021 entró en operación comercial el Parque Eólico Calama con una capacidad instalada de 152,6 MW.

Con fecha 14 de enero de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Tamaya con una capacidad instalada de 114 MWp.

Con fecha 21 de noviembre de 2022 entró en operación comercial el Parque Solar Capricornio con una capacidad instalada de 87,9 MWp.

Con fecha 15 de diciembre de 2022 la Sociedad adquirió las filiales "Alba SpA", "Alba Andes SpA", "Alba Pacífico SpA", "Río Alto S.A." y "Energías de Abtao S.A." con sus activos de generación renovable Parque Eólico San Pedro I con una capacidad instalada de 36 MW y el Parque Eólico San Pedro II con una capacidad instalada de 65 MW.

Con fecha 24 de marzo de 2023 entró en operación comercial el Parque Solar Coya con una capacidad instalada de 181,25 MWac.

Con fecha 28 de febrero de 2024 entró en operación comercial Bess Coya con una capacidad instalada de 137,8 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 - REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

5.1.1 Con fecha 19 de septiembre de 2022, ENGIE Energía Chile S.A. presentó una oferta de carácter vinculante a las sociedades Trans Antartic Energía Chile S.A., Trans Antartic Energía II S.A., Bosques de Chiloe S.A., Beltaine Renewable Energy S.L. e Inversiones Butalcura S.A., únicos y actuales accionistas de las sociedades Alba S.A., Alba Andes S.A., Alba Pacífico S.A. Energías de Abtao S.A. y Río Alto S.A., con el objeto de adquirir el 100% de las acciones de dichas sociedades.

Estas sociedades comprenden: (i) El Parque Eólico San Pedro I, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, actualmente en operación a través de 18 aerogeneradores de una capacidad instalada de 36 MW; (ii) el proyecto "Ampliación del Parque Eólico San Pedro II", ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, que consiste en un proyecto de generación de energía eólica actualmente en operación a través de 13 aerogeneradores de una capacidad instalada de 65 MW; y (iii) un proyecto de generación de energía eólica actualmente en desarrollo, ubicado en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos, con una capacidad por instalar de hasta 151 MW aproximadamente.

Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. y que corresponden a las adquisiciones de plantas y proyectos llamados "San Pedro" ubicados en la isla de Chiloé, cuyo cierre de transacción fue el 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) sobre estas filiales, lo que determinó a valor razonable los activos y pasivos adquiridos de estas sociedades y sus efectos fueron incorporados en los saldos de cierre de 2022 tal como indica la norma (IFRS 3 párrafos 8 y 10). En lo principal, se reconocieron valores justos de propiedades, plantas & equipos, provisión de desmantelamiento y los respectivos efectos de impuestos diferidos, los cuales se originaron en este proceso de distribución del precio pagado por adquisición o Purchase Price Allocation (PPA).

5.1.2 Con fecha 19 de julio de 2023 la Sociedad adquirió la filial Eólica Entre Cerros SpA. a Inversiones Bosquemar SpA.

5.1.3 Con fecha 15 de febrero de 2024 la Sociedad adquirió la filial Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA a Andes Solar SpA e Inversiones y Asesorías Isla de Espalmdador SpA.

(Ver detalle en Anexo 1 a)

NOTA 6 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2024 y 2023, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2024 KUSD	31-12-2023 KUSD
Efectivo en Caja	26	32
Saldos en Bancos	53.876	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	444.741	288.512
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	498.643	301.327

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo y no tienen restricciones de ningún tipo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

6.1 Disponible

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

ESTADOS FINANCIEROS

6.2 Depósitos a Plazo

Los Depósitos a plazo incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2024 KUSD	Tasa anual %	Vencimiento	31-12-2023 KUSD
Banco BCI	USD	4,40%	13-01-25	3.800	5,34%	15-01-24	5.013
Banco BCI	USD	4,53%	02-01-25	5.509	5,81%	25-01-24	15.029
Banco BCI	USD	4,62%	04-02-25	2.013	5,81%	12-02-24	30.057
Banco BCI	USD	4,68%	13-01-25	5.028	-	-	0
Banco BCI	USD	4,68%	16-01-25	1.509	-	-	0
Banco BCI	USD	4,87%	15-01-25	20.181	-	-	0
Banco BCI	USD	4,87%	22-01-25	40.362	-	-	0
Banco BTG	USD	4,85%	11-02-25	12.068	-	-	0
Banco BTG	USD	4,85%	24-02-25	3.014	-	-	0
Banco Chile	USD	4,85%	22-01-25	40.362	5,20%	04-01-24	9.912
Banco Chile	USD	-	-	0	5,60%	11-01-24	4.976
Banco Chile	USD	-	-	0	5,35%	16-01-24	14.877
Banco Chile	USD	-	-	0	5,75%	25-01-24	9.908
Banco Estado	USD	4,70%	03-03-25	10.006	5,00%	08-01-24	15.025
Banco Estado	USD	4,72%	04-02-25	20.014	5,05%	16-01-24	2.001
Banco Estado	USD	4,75%	14-01-25	37.095	5,13%	16-01-24	10.013
Banco Estado	USD	4,91%	22-01-25	20.183	5,50%	16-01-24	5.025
Banco Estado	USD	5,00%	10-01-25	4.043	5,65%	25-01-24	5.026
Banco Estado	USD	-	-	0	5,40%	05-02-24	5.007
Banco Estado	USD	-	-	0	5,60%	12-02-24	4.959
Banco Estado	USD	-	-	0	5,50%	14-02-24	5.007
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,75%	14-01-25	10.024	5,63%	11-01-24	5.829
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,80%	18-02-25	8.043	5,50%	25-01-24	5.002
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,85%	24-02-25	3.014	5,60%	25-01-24	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	4,87%	06-01-25	20.181	5,68%	08-02-24	15.028
Banco Itaú Corpbanca	USD	5,00%	17-01-25	20.192	-	-	0
Banco Santander	USD	4,96%	11-02-25	5.032	5,90%	08-01-24	5.010
Banco Santander	USD	5,08%	17-01-25	20.194	5,80%	17-01-24	5.004
Banco Santander	USD	5,08%	22-01-25	34.321	5,70%	25-01-24	13.551
Banco Santander	USD	5,11%	06-01-25	4.044	5,75%	25-01-24	13.057
Banco Santander	USD	5,12%	14-01-25	30.315	5,80%	25-01-24	15.029
Banco Scotia	USD	4,46%	07-01-25	30.018	5,54%	08-01-24	10.018
Banco Scotia	USD	4,55%	06-01-25	12.006	5,70%	16-01-24	9.053
Banco Scotia	USD	4,75%	04-02-25	5.032	5,70%	19-01-24	5.010
Banco Scotia	USD	4,76%	14-01-25	5.031	5,75%	12-02-24	30.058
Banco Scotia	USD	4,81%	22-01-25	12.107	-	-	0
Total Consolidado				444.741			288.512

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2024 (1)
	Saldo al 1-1-2024 (1)	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	840.024	725.118	(268.923)	456.195	0	0	0	0	0	(90.640)	1.205.579
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	1.276.489	100.000	(360.071)	(260.071)	0	0	0	0	0	23.594	1.040.012
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	15.568	88.094	(91.067)	(2.973)	0	0	0	0	0	32.645	45.240
Total	2.132.081	913.212	(720.061)	193.151	0	0	0	0	0	(34.401)	2.290.831

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 1-1-2023 (1)
	Saldo al 1-1-2023 (1)	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	846.342	0	(32.750)	(32.750)	0	0	0	0	0	26.432	840.024
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	931.679	825.000	(497.954)	327.046	0	0	0	0	0	17.764	1.276.489
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	7.766	261.214	(253.412)	7.802	0	0	0	0	0	0	15.568
Total	1.785.787	1.086.214	(784.116)	302.098	0	0	0	0	0	44.196	2.132.081

NOTA 7 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Forward (1)	11.082	12.391
Fondos Mutuos	859	50
Total Otros Activos Financieros	11.941	12.441

(1) Ver detalle en Nota 21 - Derivados y Operaciones de Cobertura

ESTADOS FINANCIEROS

No Corriente

Detalle de Instrumentos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Forward (1)	27.065	5.682
Total Otros Activos Financieros	27.065	5.682

(1) Ver detalle en Nota 21 - Derivados y Operaciones de Cobertura

7.1 Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija

Las cuotas de Fondos Mutuos se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente:

Entidad	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Banco Santander Río	USD	859	50
Total Fondos Mutuos		859	50

NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Tipos de Pagos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	13.615	14.220
IVA Crédito Fiscal (2)	190.984	171.011
Anticipos a Proveedores (3)	9.672	49.318
Otros	1.711	3.119
Total	215.982	237.668

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Corresponde a Remanente de IVA Crédito Fiscal acumulado por las compras de insumos utilizados en la generación como Carbón y Gas principalmente y en menor cuantía a IVA Crédito Fiscal soportado por las compras relacionadas a Construcción de Proyectos Renovables de acuerdo con el plan de inversión definido por la compañía.

(3) Corresponde a pagos asociados a repuestos de mantenciones mayores

NOTA 9 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

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

De acuerdo a IFRS 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación. No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota 23 “Gestión de Riesgos”.

La Sociedad constituye una provisión de incobrables al cierre de cada trimestre, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad posee cartera repactada con un cliente, y no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem corresponden a los siguientes tipos de documentos:

9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	210.237	263.649
Deudores Varios Corrientes	163	172
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7.375	7.350
Total	217.775	271.171

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	90.892	297.564
Otros Deudores Varios	0	20
Total	90.892	297.584

(*) Incluye cuentas por cobrar originadas por la implementación de las leyes 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado (“PEC-1”), 21.472 llamada Mecanismo de Protección al Cliente (“MPC” o “PEC-2”) y 21.667 (“PEC-3”).

Al 31 de diciembre de 2024, el saldo de cuentas por cobrar no corrientes incluía USD 90,9 millones correspondientes a la provisión de saldos por cobrar a compañías de distribución eléctrica calculados según lo establecido en las leyes de estabilización de precios por diferencias de facturación detalladas en el Decreto de Precio de Nudo Promedio Julio 2024, incluyendo intereses devengados por aproximadamente USD 4 millones, y por beneficio al cliente final devengados entre los meses de abril y noviembre de 2024. Además, en la partida de cuentas comerciales por cobrar corrientes, se incluye una provisión de USD 17,7 millones por armonización tarifaria, con lo que el total de saldos a cobrar por los mecanismos de estabilización de precios, llegó a los USD 108,7 millones al cierre de 2024. Este monto representa una fuerte disminución frente a los USD 297,6 millones registrados al 31 de diciembre de 2023 como resultado de la primera venta de saldos bajo el programa PEC-3 el 24 de octubre de 2024, que ascendió a un monto total nominal de USD 347,5 millones más intereses de USD 8,5 millones.

La compañía espera vender el saldo provisionado ascendente a USD 108,7 millones durante 2025 según se establece en las leyes PEC-2 y PEC-3 y de acuerdo a los mecanismos estructurados por BID Invest que se describen en los párrafos siguientes. También se espera que las últimas regularizaciones de tarifas a clientes regulados según lo establecido en la ley PEC-3 y los correspondientes decretos de precio de nudo promedio de enero y julio 2024 pongan fin al proceso de acumulación de saldos que se han producido desde 2020 como producto de la estabilización de tarifas.

Durante 2021, 2022 y 2023, la Sociedad realizó ventas de cuentas por cobrar bajo PEC-1 a Chile Electricity PEC SpA por un valor nominal total de USD 272,9 millones, en línea con los acuerdos firmados con Goldman Sachs, BID Invest y posteriormente con Allianz. Este valor incluye los saldos informados en los decretos de precio de nudo promedio enero 2020, julio 2020, enero 2021, julio 2021, enero 2022 y julio 2022. El 30 de agosto de 2023, la compañía vendió documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 por un valor nominal de USD 200 millones más intereses. El 30 de octubre de 2023 completó la segunda venta por un monto de USD 10,9 millones y el 28 de diciembre, la última del año 2023 por un total de USD 10,2 millones. El 17 de enero de 2024, la compañía realizó la cuarta venta por un valor de USD 9,6 millones más intereses. El 30 de mayo de 2024, la compañía realizó la quinta venta por un valor de USD 38,3 millones más intereses. El 9 de agosto de 2024, la compañía realizó la sexta venta por un valor de USD 9,3 millones más intereses y el día 30 de septiembre recibió de parte de la Tesorería un monto de 56,6 mil dólares más intereses. Con esto, entre 2023 y los primeros nueve meses de 2024, la compañía recibió un total de USD 290,7 millones por concepto de ventas de documentos de pago bajo el mecanismo PEC-2 incluyendo intereses.

Con fecha 13 de julio de 2022, tras ratificar los cambios realizados por el Senado, el proyecto “Mecanismo de Protección al Cliente” o “MPC” fue despachado a Ley por la Cámara de Diputadas y Diputados. Esta Ley busca estabilizar los precios de energía para los clientes suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tiene 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, de acuerdo con sus condiciones contractuales respectivas o con el decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. 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 extendió hasta que se topó el fondo con los saldos originados en febrero de 2024.

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. Con ese fin, determinará los cargos que permitan recaudar los montos requeridos para la restitución total de

ESTADOS FINANCIEROS

los recursos necesarios para la correcta operación del MPC. El 14 de marzo de 2023, la CNE publicó la Resolución Exenta 86 que establece las disposiciones técnicas para la implementación de la ley N° 21.472.

De conformidad con la "Ley MPC" y la resolución exenta emitida por la CNE, las empresas generadoras reciben periódicamente Certificados de Pago emitidos por la Tesorería General de la República de Chile (la "Tesorería"), por el equivalente a la diferencia entre los precios de los contratos de suministro con distribuidoras y las tarifas aplicables según la Ley MPC, por un monto total de hasta USD 1.800 millones. El Gobierno solicitó a BID Invest la estructuración de un mecanismo de financiamiento para las empresas generadoras a partir de la entrada en vigor de la Ley MPC. Bajo este mecanismo, BID Invest compra los certificados de pago emitidos por la Tesorería a favor de las empresas generadoras, revendiendo parte de ellos a una sociedad de propósito especial, que a su vez emite notas bajo los formatos 144-A/Reg S y 4(a)2. BID Invest designó a Goldman Sachs para liderar la estructuración de la transacción y a JP Morgan e Itaú para liderar la colocación de las notas en conjunto con Goldman Sachs. Los certificados de pago incluyen intereses y gastos financieros de tal manera que las empresas de generación reciben el monto nominal total de las facturas de acuerdo con sus respectivos contratos de suministro con compañías distribuidoras. Los certificados de pago deberán ser pagados por los usuarios regulados en su totalidad a más tardar el 31 de diciembre de 2032. El reembolso total de los Certificados de Pago cuenta con garantía de la República de Chile.

Considerando las demoras del mecanismo establecido en la Ley N° 21.472 y sus efectos en los clientes y en las empresas, en octubre de 2023 el Ministerio de Energía y la Comisión de Minería y Energía del Senado firmaron un acuerdo de trabajo legislativo considerando tres pilares fundamentales: (i) introducir mejoras al mecanismo de estabilización de precios de electricidad, (ii) la normalización gradual de las tarifas de distribución y (iii) el pago de las deudas contraídas mediante los mecanismos de estabilización de las leyes N° 21.185 y N° 21.472. La Ley 21.667 (PEC 3) fue promulgada el 23 de abril de 2024.

Con fecha 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation ("BID Invest") en conformidad al cual, sujeto a ciertas condiciones, la Sociedad venderá a BID Invest documentos de pago ("DDP") que resulten de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677, 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" (la Ley 21.472, así modificada, la "Ley PEC 3"), la Resolución Exenta número 86 de 2023, modificada por la Resolución Exenta número 334 de 2023 y por la Resolución Exenta número 379 de 2024, todas de la Comisión Nacional de Energía. La Ley PEC 3 creó un fondo de estabilización de tarifas y estableció un nuevo mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas por hasta 5.500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, cuya vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de dicha ley, lo cual no podrá ser en una fecha posterior al día 31 de diciembre de 2035.

El mismo 7 de octubre de 2024, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión es el de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. Dichos documentos de pago contarán con garantía parcial de la República de Chile por un 30% del valor inicial de los documentos vendidos. Mediante el acuerdo alcanzado con BID Invest descrito en el párrafo anterior, BID Invest comprará los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones y un tramo B por aproximadamente USD1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S.

El bono 144-A/RegS emitido el día 7 de octubre de 2024 tiene una vida promedio de 7,4 años, una tasa de colocación de 5,58% y será repagado con fondos del FET, con cobertura parcial de garantía soberana de la República de Chile. Los recursos provenientes de la emisión de este bono, sumados a los recursos directos proporcionados por BID Invest, se usaron para comprar documentos de pago a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones el día 24 de octubre de 2024, correspondientes a la primera venta bajo el programa PEC-3. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, ascendió a USD 356 millones, con los que se redujo el monto de la cuenta por cobrar indicada en esta nota.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2024, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Saldos al 31 de diciembre de 2024										Total Corriente	Total No Corriente
		Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad		
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Deudores por operaciones de crédito corriente	175.998	34.355	1.162	288	745	401	36	52	43	1.159	214.239	90.916
Estimación incobrables	(1.566)	0	0	0	(745)	(401)	(36)	(52)	(43)	(1.159)	(4.002)	(24)
Deudores varios corrientes	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	0
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.375	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.375	0
Total	181.970	34.355	1.162	288	0	0	0	0	0	0	217.775	90.892

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2023, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre de 2023											
	Cartera al Día	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Morosidad	Total Corriente	Total No Corriente
		1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
Deudores por operaciones de crédito corriente	216.153	44.007	2.675	1.673	1.212	48	11	54	132	5.772	271.737	298.799
Estimación incobrables	(859)	0	0	0	(1.212)	(48)	(11)	(54)	(132)	(5.772)	(8.088)	(1.235)
Deudores varios corrientes	172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.350	0
Total	222.816	44.007	2.675	1.673	0	0	0	0	0	0	271.171	297.584

Lo vencido y no provisionado corresponde a clientes que no tienen problemas de liquidez o solvencia; sin embargo, han objetado algún cobro de algunas facturas y a la fecha de los estados financieros nos encontrábamos negociando una solución.

La cartera repactada se define como cartera en incumplimiento o cartera con incremento de riesgo significativa, no pudiendo acceder a clasificaciones de riesgo menores hasta cancelar la totalidad de la repactación. Con esto se asegura que no haya un impacto de disminución de las provisiones producto de una repactación.

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2024	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	2.056	183.536	2.056	183.536
Entre 1 y 30 días	-	0	904	34.355	904	34.355
Entre 31 y 60 días	-	0	108	1.162	108	1.162
Entre 61 y 90 días	-	0	32	288	32	288
Entre 91 y 120 días	-	0	32	745	32	745
Entre 121 y 150 días	-	0	227	401	227	401
Entre 151 y 180 días	-	0	21	36	21	36
Entre 181 y 210 días	-	0	27	52	27	52
Entre 211 y 250 días	-	0	46	43	46	43
Superior a 251 días	-	0	343	1.159	343	1.159
Total		0		221.777		221.777

ESTADOS FINANCIEROS

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2023	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD	N° Clientes	Monto kUSD
Al día	-	0	1.855	223.675	1855	223.675
Entre 1 y 30 días	-	0	178	44.007	178	44.007
Entre 31 y 60 días	-	0	117	2.675	117	2.675
Entre 61 y 90 días	-	0	55	1.673	55	1.673
Entre 91 y 120 días	-	0	254	1.212	254	1.212
Entre 121 y 150 días	-	0	80	48	80	48
Entre 151 y 180 días	-	0	13	11	13	11
Entre 181 y 210 días	-	0	14	54	14	54
Entre 211 y 250 días	-	0	17	132	17	132
Superior a 251 días	1	2.288	555	3.484	556	5.772
Total		2.288		276.971		279.259

Provisiones y Castigos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	9.323	9.688
Provisión cartera no repactada	(161)	456
Recuperos del periodo	(812)	(442)
Reversa por castigos del período	(4.051)	0
Otros	(273)	(379)
Saldo final	4.026	9.323

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2022, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus Gerentes Corporativos.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó para el ejercicio 2024 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales. Durante el periodo 2024 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	103	111
Carolina Schmidt, Director	78	0
Joanna Davidovich, Director	78	0
Mauro Valdes, Director	23	111
Claudio Iglesias, Director	25	111
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	307	333

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el ejercicio 2024, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por kUSD 48.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Remuneraciones	3.480	3.144
Beneficios de corto plazo	605	1002
Total	4.085	4.146

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además, incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Rosaline Corinthien	Chief Executive Officer
Francisca Vasquez	Chief Legal and Ethics Officer
Eduardo Milligan	Chief Finance, ESG and Procurement Officer
Lucy Oporto	Chief Of Human Resources and Internal Communications Officer
Gabriel Marcuz	Managing Director Flexible Generation & Retail
Pablo Villarino	Chief Of External Communications, and CSR Officer
Juan Villavicencio	Managing Director GBU Renewables
Demian Talavera	Managing Director GBU Networks Andes
Isak De Eskinazis	Chief of Global Energy Management Officer
Diane De Galbert	Chief of Strategy and Digital Solutions Officer

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas son las siguientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1.460	6.275
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	4	6
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	CLP	60	77
96.885.200-0	ENGIE Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	2	496
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	2	1
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	9	7
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	146	200
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	814	48
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	1	14
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	283	283
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	19	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	CLP	1	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	57	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	1	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					2.859	7.407

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	17.400	16.017
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					17.400	16.017

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual TERM SOFR 5,82106% más Spread de 2,7% ,con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2027.

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	53	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	32.645	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	2.159	5.800
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	710	225
0-E	Engie Impact Belgium	Bélgica	Matriz Común	EUR	0	24
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	47	0
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	1.647	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	106	585
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	236	181
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	5.329	5.016
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	28	88
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio conjunto	USD	114	1.800
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Negocio conjunto	USD	2.034	1.849
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio conjunto	UF	132	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.849	1.681
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					45.240	15.568

(1) corresponde a la porción corto plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Negocio conjunto	USD	47.854	49.889
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					47.854	49.889

(1) corresponde a la porción largo plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						31-12-2024		31-12-2023	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	CEF Services S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	623	(623)	322	(322)
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	82	82	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Prestados	950	950	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	1.328	(1.328)	0	0
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Venta de Activos	1.500	1.500	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	214	(110)	139	(72)
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	187	0	71	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendos	32.645	0	0	0
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	137	137	366	366
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Préstamos (Intereses)	0	0	1.589	(1.589)
96.885.200-0	Engie Austral S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	778	778	903	903
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Compra de GNL	17.928	(17.928)	204.828	(197.329)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	25	25	36	36
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	241	241	241	241
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	200	(200)	188	(188)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	3.944	3.944	25.752	25.752
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	2.178	2.178	1.109	1.109
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	3	3	8	8
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	891	(891)	887	(887)
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	135	135	67	67
0-E	Engie Information et Technology Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.317	(937)	395	(395)
0-E	Engie Impact Belgium S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	77	(77)
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	283	283	283	283
0-E	Engie Energía Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	1	(1)
0-E	Engie Management Company	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	803	(803)	0	0
0-E	Engie Mex Consultores, S.A. de C.V.	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	588	(588)
0-E	Engie Renouvelables SAS	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	1.657	(1.657)	108	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	762	(762)	576	(576)

Entidad						31-12-2024		31-12-2023	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	8	8	28	28
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	15	15	55	55
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	206	206	206	206
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	2.184	(1.748)	1.361	(1.020)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	990	990	1.177	1.177
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	52.488	(52.488)	53.867	(53.867)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	15	15	41	41
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	33	33	96	96
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	1.548	1.548	1.897	1.897
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	648	648	594	594
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Arriendos	84	84	97	97
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	92	92	87	87
77.209.127-3	Engie Impact Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	89	(89)	121	(121)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	195	195	32	32
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	943	(340)	702	(98)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Prestados	21	21	3	3
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.383	1.383	1.230	1.230
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Servicios Prestados	640	640	640	640
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Servicios Recibidos	13	(13)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	250	250	274	274
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	UF	Arriendos	41	41	56	56
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	22	22	12	12
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Peajes	7.889	(7.889)	12.889	(12.889)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	460	460	606	606
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.849	0	1.681	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Negocio Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.911	(6.911)	6.804	(6.804)

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 40.2).

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

NOTA 11 - INVENTARIOS CORRIENTES

La composición del inventario de la Sociedad al cierre del ejercicio 2024 y 2023 es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Materiales y Suministro Operación	86.936	84.803
Provisión Obsolescencia	(25.681)	(25.279)
Provisión Deterioro Repuestos	(38.361)	(39.234)
Carbón	69.465	85.778
Petróleo Bunker N° 6	236	236
Petróleo Diesel	9.345	8.304
Cal Hidratada	718	11.060
Caliza - Biomasa - Arena Silice	3.274	2.867
GNL	18.551	10.887
Lubricantes	152	152
Total	124.635	139.574

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios 2024 y 2023, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Combustibles para la operación	273.006	543.185
Otros insumos de la operación	1.526	3.518
Materiales y repuestos	16.252	9.866
Total	290.784	556.569

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	25.279	29.619
Aumento (disminución) provisión	402	(4.340)
Saldo Final	25.681	25.279

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12 - IMPUESTOS CORRIENTES

Información general

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

a) Activos por Impuestos Corrientes

Impuestos por Recuperar	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
PPM	1.407	623
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	7.269	15.853
Crédito Sence	0	306
Total Impuestos por Recuperar	8.676	16.782

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Gasto Tributario Corriente	0	15.363
Total Impuestos por Pagar	0	15.363

NOTA 13 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento" (1)	53.880	36.174
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	8.609	581
Otros	472	501
Total	65.122	39.417

(1) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros 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 proyectos que se mantienen activados son:

Plantas Solares, Eólicas y de Almacenamiento: Proyectos Fotovoltaicos y Eólicos en etapa temprana de desarrollo, ubicados a lo largo de todo Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Los Lagos.

Otros Proyectos en Desarrollo: Consiste en proyectos menores de desarrollo de transmisión y otras renovables.

NOTA 14 - INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION**Sociedades de control conjunto**

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2023	Capital Pagado	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2024	Total al 31-12-2024
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	125.397	0	5.486	0	6.846	137.729
Control Conjunto	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	300.000	50,00%	0	1.192	47	0	0	1.239
Total				125.397	1.192	5.533	0	6.846	138.968

Resultado Devengado

	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.533	3.427

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	106.841	675.400	782.241	44.247	570.781	615.028	167.213	77.707	26.426	13.360
76.715.352-K	Cia.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (1)	50,00%	1.519	1.200	2.719	241	0	241	2.478	1.814	1.739	93

(1) Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. (COIESA) se constituyó como una sociedad anónima cerrada en diciembre 2023. Engie Energía Chile S.A. posee el 50% de las acciones con derecho a voto y posee control conjunto con Red Eléctrica Chile SpA. COIESA es un centro de control creado para monitorear, controlar y supervisar las instalaciones eléctricas de nuestra propiedad y de Red Eléctrica Chile SpA.

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31-12-2022	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31-12-2023	Total al 31-12-2023
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	124.313	3.427	0	(2.343)	125.397
Total				124.313	3.427	0	(2.343)	125.397

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	96.012	690.537	786.549	47.906	598.482	646.388	140.161	74.592	26.065	9.243

NOTA 15 - ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2024 y 2023

Activos Intangibles Neto	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	125.450	133.053
Servidumbres, neto	5.181	5.720
Total Neto	130.631	138.773

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina SpA. e Inversiones Hornitos SpA., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	16.100	16.090
Total Bruto	378.234	378.224

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(217.396)	(209.793)
Amortización, Servidumbres	(10.919)	(10.370)
Total Amortización	(228.315)	(220.163)

Deterioro de Activos Intangibles	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro Intangibles, Relación Contractual Clientes	(19.288)	(19.288)
Total Amortización	(19.288)	(19.288)

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2024 y 2023.

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 31).

En diciembre de 2009, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 "Combinación de Negocio", activos intangibles asociados a contratos con clientes de las sociedades Central Termoeléctrica Andina SpA. (CTA) e Inversiones Hornitos SpA. (CTH).

Estos se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo.

ESTADOS FINANCIEROS

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2024	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31-12-2024	Amortización Acumulada al 31-12-2023	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2024	Amortización Acumulada al 31-12-2024	Deterioro 31-12-2024	Saldo Neto al 31-12-2024
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(209.793)	(7.603)	0	(217.396)	(19.288)	125.450
Servidumbres	16.090	10	16.100	(10.370)	(549)	0	(10.919)	0	5.181
Totales	378.224	10	378.234	(220.163)	(8.152)	0	(228.315)	(19.288)	130.631

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2023	Adiciones (Bajas) Periodo	Saldo Bruto Final al 31-12-2023	Amortización Acumulada al 31-12-2022	Amortización Periodo	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2023	Amortización Acumulada al 31-12-2023	Deterioro 31-12-2023	Saldo Neto al 31-12-2023
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(193.923)	(15.870)	0	(209.793)	(19.288)	133.053
Servidumbres	13.847	2.243	16.090	(9.819)	(551)	0	(10.370)	0	5.720
Totales	375.981	2.243	378.224	(203.742)	(16.421)	0	(220.163)	(19.288)	138.773

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

Durante el año 2023 el intangible asociado a Inversiones Hornitos SpA fue consumido completamente.

NOTA 16 - PLUSVALIA

16.1 Plusvalía de adquisición San Pedro I y San Pedro II

Plusvalía	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Valor justo de adquisición	59.859	59.859
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	49.054	49.054
Valor Justo pasivo por ARO	(11.964)	(11.964)
Pasivos por impuestos diferidos	(10.015)	(10.015)
Subtotal	27.075	27.075
Plusvalía (Goodwill)	32.784	32.784

NOTA 17 - PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2024 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	564.205	39.969	332.446	4.537.084	47.898	532.858	11.392	329.124	6.394.976
Depreciación Acumulada	0	0	(139.085)	(2.094.600)	(43.039)	(302.329)	(9.904)	(219.220)	(2.808.177)
Deterioro	(3.176)	(9.995)	(117.671)	(1.023.907)	(530)	(14.927)	(67)	(31.492)	(1.201.765)
Saldo Inicial al 01-01-2024	561.029	29.974	75.690	1.418.577	4.329	215.602	1.421	78.412	2.385.034
Adiciones	705.039	0	0	12.496	30	0	159	1.474	719.198
Bajas	0	0	(3)	(191)	(878)	(218)	(12)	(29)	(1.331)
Deterioro	0	0	0	0	0	0	0	16	16
Gastos por Depreciación	0	0	(5.723)	(103.713)	(2.623)	(12.851)	(446)	(8.315)	(133.671)
Cierre Obras en Curso	(213.481)	35	0	197.203	1.860	12.717	220	1.446	0
Cambios, Total	491.558	35	(5.726)	105.795	(1.611)	(352)	(79)	(5.408)	584.212
Saldo Final 31-12-2024	1.052.587	30.009	69.964	1.524.372	2.718	215.250	1.342	73.004	2.969.246

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2023	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	330.861	39.969	339.074	4.286.787	45.022	490.535	10.638	307.246	5.850.132
Depreciación Acumulada	0	0	(136.313)	(1.965.172)	(39.868)	(292.774)	(9.314)	(208.079)	(2.651.520)
Deterioro	0	0	(2.673)	(613.586)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(643.594)
Saldo Inicial al 01-01-2023	330.861	39.969	200.088	1.708.029	4.624	182.834	1.324	87.289	2.555.018
Adiciones	555.115	0	0	(12.825)	0	3	(8)	19.160	561.445
Bajas	(7.718)	0	(242)	(3.607)	0	(273)	0	(95)	(11.935)
Deterioro (1)	(3.176)	(9.995)	(114.998)	(410.321)	0	0	(67)	(19.614)	(558.171)
Gastos por Depreciación	0	0	(9.234)	(125.234)	(3.165)	(11.793)	(645)	(11.252)	(161.323)
Cierre Obras en Curso	(314.053)	0	76	262.535	2.870	44.831	817	2.924	0
Cambios, Total	230.168	(9.995)	(124.398)	(289.452)	(295)	32.768	97	(8.877)	(169.984)
Saldo Final 31-12-2023	561.029	29.974	75.690	1.418.577	4.329	215.602	1.421	78.412	2.385.034

(1) Deterioro 2023

Durante 2023, se revaluó el aporte al portafolio de algunas centrales eléctricas, la conclusión actualizada fue que a partir del 2026 no generan un flujo de caja suficiente, ni una protección relevante para nuestra cartera y por esta razón han sido evaluadas separadamente de la unidad generadora de efectivo EECL y como resultado de dicha evaluación tenemos un deterioro de kUSD 558.171.

ESTADOS FINANCIEROS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos por provisión de desmantelamiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2024	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	11.206	82.027	3.483	31.821	26.632	1.059	156.228
Depreciación acumulada	(1.210)	(11.118)	(377)	(1.270)	(6.671)	0	(20.646)
Deterioro	0	(47.197)	0	0	0	0	(47.197)
Saldo al 01-01-2024	9.996	23.712	3.106	30.551	19.961	1.059	88.385
Movimiento	0	0	0	3.544	8.091	0	11.635
Depreciación	(1.111)	(2.370)	(97)	(1.250)	(1.376)	(44)	(6.248)
Saldo Final al 31-12-2024	8.885	21.342	3.009	32.845	26.676	1.015	93.772

Movimientos Activo por Desmantelamiento Año 2023	Centrales Termoeléctricas Ciclo Combinado	Centrales Termoeléctricas	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Fotovoltaicas	Parques Eólicos	Líneas Transmisión	Total Desmantelamiento
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	12.101	88.603	4.590	34.553	25.732	0	165.579
Depreciación acumulada	0	(7.732)	(246)	(411)	(5.689)	0	(14.078)
Deterioro	0	(28.833)	0	0	0	0	(28.833)
Saldo al 01-01-2023	12.101	52.038	4.344	34.142	20.043	0	122.668
Movimiento	(895)	(6.576)	(1.107)	(2.732)	900	1.059	(9.351)
Deterioro	0	(18.364)	0	0	0	0	(18.364)
Depreciación	(1.210)	(3.386)	(131)	(859)	(982)	0	(6.568)
Saldo Final al 31-12-2023	9.996	23.712	3.106	30.551	19.961	1.059	88.385

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	662.048	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	147.109	85.296
Construcción en Curso Otros	243.430	58.225
Terrenos	30.009	29.974
Edificios	69.964	75.690
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	21.407	28.575
Centrales Termoeléctricas	591.781	633.623
Centrales Diesel	521	677
Centrales Hidroeléctricas	18.238	19.207
Centrales Fotovoltaicas	393.354	212.203
Parque Eólico	404.389	419.757
Gasoductos	50.503	58.599
Puertos	44.179	45.936
Equipamiento de Tecnología de la Información	2.718	4.329
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Líneas de Transmisión y Subestaciones	213.552	214.928
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	1.698	674
Vehículos de Motor	1.342	1.421
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	10.491	10.809
Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	39.279	40.591
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.322	3.417
Otras Propiedades, Planta y Equipo	19.912	23.595
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.969.246	2.385.034

ESTADOS FINANCIEROS

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	662.048	417.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	147.109	85.296
Construcción en Curso Otros	246.606	61.401
Terrenos	40.004	39.969
Edificios	326.272	332.446
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	327.691	328.974
Centrales Termoeléctricas	2.535.231	2.756.061
Centrales Diesel	42.113	42.191
Centrales Hidroeléctricas	40.839	40.839
Centrales Fotovoltaicas	437.367	242.590
Parque Eólico	556.865	548.196
Gasoductos	428.138	428.325
Puertos	138.658	149.908
Equipamiento de Tecnología de la Información	18.204	47.898
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	467.132	471.097
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	57.466	61.761
Vehículos de Motor	10.577	11.392
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	52.386	52.386
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.990	3.990
Otras Propiedades, Planta y Equipo	188.768	260.032
Total Propiedades, Planta y Equipos	6.740.180	6.394.976

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(138.844)	(139.085)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(295.462)	(289.577)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(1.052.311)	(1.159.473)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(41.239)	(41.161)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(22.601)	(21.632)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(44.013)	(30.387)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(152.476)	(128.439)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(357.321)	(349.412)
Depreciación Acumulada Puertos	(65.026)	(74.519)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(15.084)	(43.039)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(238.653)	(241.242)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(55.768)	(61.087)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(9.168)	(9.904)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(2.225)	(1.907)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(13.107)	(11.795)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(668)	(573)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(137.709)	(204.945)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.641.675)	(2.808.177)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Deterioro de Valor, Construcción en Curso	(3.176)	(3.176)
Deterioro de Valor, Terrenos	(9.995)	(9.995)
Deterioro de Valor, Edificios	(117.464)	(117.671)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Deterioro Acumulado Centrales Diesel	(353)	(353)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctricas	(891.139)	(962.965)
Deterioro Acumulado Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(10.822)	(10.822)
Deterioro Acumulado Puertos	(29.453)	(29.453)
Deterioro Acumulado, Gasoductos	(20.314)	(20.314)
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(402)	(530)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.927)	(14.927)
Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(67)	(67)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(31.147)	(31.492)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(1.129.259)	(1.201.765)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(3.770.934)	(4.009.942)

ESTADOS FINANCIEROS

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

Las Propiedades Plantas y Equipos se encuentran valoradas a su costo amortizado que no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	31-12-2024		31-12-2023	
	Tasa de interés	kUSD	Tasa de interés	kUSD
Proyectos Renovables	5,644%	24.713	5,594%	9.685
Proyectos Subestaciones	5,644%	3.240	5,594%	1.228
Proyectos Térmicos	5,644%	848	5,594%	0
Total		28.801		10.913

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad.

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2024		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	4.989	2.034
Entre 1 año y cinco años	28.093	17.707	10.386
Más de cinco años	56.186	18.718	37.468
Total	91.302	41.414	49.888

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2023		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.174	1.849
Entre 1 año y cinco años	28.093	18.651	9.442
Más de cinco años	63.209	22.762	40.447
Total	98.325	46.587	51.738

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 - ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2024 el saldo de los activos por derecho de uso es kUSD 117.120, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento. EECL mantiene actualmente en sus registros arrendamientos financieros por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

Movimientos Año 2024	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	139.756	2.907	142.663
Amortización Acumulada	(17.606)	(2.157)	(19.763)
Saldo Inicial al 01-01-2024	122.150	750	122.900
Gasto por Amortización	(2.683)	(750)	(3.433)
Amortización (*)	(2.347)	0	(2.347)
Cambios, Total	(5.030)	(750)	(5.780)
Saldo Final 31-12-2024	117.120	0	117.120

Movimientos Año 2023	Terrenos kUSD	Vehículos de Motor kUSD	Total Activos por Derechos de Uso kUSD
Activos por Derecho de uso	175.087	2.907	177.994
Amortización Acumulada	(15.097)	(1.407)	(16.504)
Saldo Inicial al 01-01-2023	159.990	1.500	161.490
Modificación contrato	8.486	0	8.486
Contratos terminados (**)	(43.817)	0	(43.817)
Gasto por Amortización	(3.320)	(750)	(4.070)
Amortización (*)	(2.209)	0	(2.209)
Amortización contratos terminados (**)	3.020	0	3.020
Cambios, Total	(37.840)	(750)	(38.590)
Saldo Final 31-12-2023	122.150	750	122.900

(*) La amortización de algunos contratos de arriendo (derechos de uso), se encuentran capitalizados en los proyectos en construcción correspondientes.

(**) Con fecha 19 de junio de 2023 el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda". Con fecha 17 de agosto el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°230 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Calama C".

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2024			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	7.133	2.822	4.311	0
Entre 1 año y 3 años	17.424	7.909	0	9.515
Entre 3 años y 5 años	9.963	4.806	0	5.157
Más de 5 años	107.448	34.588	0	72.860
Total	141.968	50.125	4.311	87.532

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2023			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	8.651	3.264	5.387	0
Entre 1 año y 3 años	19.414	9.158	0	10.256
Entre 3 años y 5 años	12.454	5.576	0	6.878
Más de 5 años	125.520	41.434	0	84.086
Total	166.039	59.432	5.387	101.220

NOTA 19 - IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. considera lo siguiente:

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, modificada por la Ley 27.468 y por la Ley 27.541, establece respecto del ajuste por inflación impositivo, con vigencia para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018, lo siguiente:

- que dicho ajuste resultará aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del IPC que supere el 100% en los treinta y seis meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida;
- que, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación de ese índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere un 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente; y
- que el ajuste por inflación impositivo positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que se deba calcular en caso de verificarse los supuestos previstos en los acápites (a) y (b) precedentes, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

La Sociedad determina el efecto del impuesto a las ganancias siguiendo el método de impuesto a las ganancias diferido, el cual consiste en el reconocimiento, como crédito o deuda, del efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos, determinado a la tasa del 30% o 25%, y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando, asimismo, la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

Las diferencias temporarias determinan saldos activos o pasivos de impuesto a las ganancias diferido cuando su reversión futura disminuya o aumente los impuestos determinados. Cuando existen quebrantos impositivos acumulados susceptibles de disminuir ganancias impositivas futuras o el impuesto a las ganancias diferido resultante de las diferencias temporarias sea un activo, se reconocen contablemente dichos créditos, en la medida en que la Dirección de la Sociedad estime que su aprovechamiento sea probable.

Cabe mencionar que la Reforma Tributaria sancionada el 27 de diciembre de 2017 y modificada por la Ley 27.541, introduce una reducción de la alícuota impositiva del impuesto a las ganancias, que se implementará de forma gradual, según el siguiente esquema:

Período fiscal iniciado	Alicuota	
	Minima	Maxima
1° de enero de 2023	25%	35%
1° de enero de 2024	25%	35%

El efecto de la modificación gradual de la alícuota del impuesto a las ganancias mencionada anteriormente fue considerado en la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido que se originan en diferencias temporarias que se estima habrán de reversarse en los períodos en los que estén vigentes las nuevas alícuotas.

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	62.286	22.744
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	3.708	3.898
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	232.529	248.893
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	376	445
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	272	2.101
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.703	4.364
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	2.423	2.277
Activos por Impuestos Diferidos	303.297	284.722

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

(1) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	153.540	68.273
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	37.709	40.435
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	61.318	52.221
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	6.294	7.976
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	12.907	23.289
Ajuste Purchase Price Allocation (1)	10.681	11.414
Pasivos por Impuestos Diferidos	283.603	204.762

(1) Como consecuencia del proceso de compra de las sociedades Alba SpA, Alba Andes SpA, Alba Pacífico SpA, Río Alto SpA. y Energías de Abtao SpA. Llamadas proyecto Chilote y realizado El 15 de diciembre de 2022, se realizó un proceso de "Purchase Price Allocation" (PPA) y sus efectos se presentan retroactivamente a la fecha de compra el 2022.

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

Impuestos Diferidos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	51.041	108.970
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	31.348	29.010
Neto	(19.693)	(79.960)

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2018-2024
Argentina	2019-2024

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	84.171	27,00	(134.594)	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.494)	(0,48)	(925)	0,18
Otras diferencias permanentes	237	0,12	47.469	(9,54)
Total Diferencias Permanentes	(1.257)	(0,36)	46.544	(9,36)
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	82.914	26,64	(88.050)	17,64

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	85.990	27,00	(132.549)	27,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.494)	(0,47)	(925)	0,18
Otras Diferencias Permanentes (1)	515	0,16	46.805	(9,53)
Total Diferencias Permanentes	(979)	(0,31)	45.880	(9,35)
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	85.011	26,69	(86.669)	17,65

(1) Corresponde principalmente a impuestos diferidos no recuperables.

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	31-12-2024		31-12-2023	
	Impuesto 25%	Tasa Efectiva	Impuesto 25%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(1.819)	25,00	(2.045)	25,00
Otras Diferencias Permanentes	(278)	3,82	664	(8,12)
Total Diferencias Permanentes	(278)	3,82	664	(8,12)
Gasto (ingreso) por Impuesto a la Renta	(2.097)	28,82	(1.381)	16,88

19.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del gasto (ingreso) a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	24.897	43.532
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(959)	(7.373)
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	46.532	(83.687)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	13.734	(35.077)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(146)	(164)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(1.144)	(5.281)
Total	82.914	(88.050)

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.144	5.281
Total	1.144	5.281

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2024 kUSD 82.135.

Al 31 de diciembre de 2023 kUSD 125.314.

NOTA 20 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	273.326	2.127.145	325.204	1.805.093
Derivados de cobertura (ver nota 21)	14.037	24.987	6.500	8.437
Total	287.363	2.152.132	331.704	1.813.530

Los pasivos financieros de la compañía se encuentran descritos en detalle en las Notas 20.1 y 20.2.

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	118.446	921.566	311.420	965.069
Obligaciones con público	154.880	1.205.579	13.784	840.024
Total	273.326	2.127.145	325.204	1.805.093

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

20.1.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total				
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	0	0	2.060	237	2.060	237
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	0	0	1.002	114	1.002	114
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	7	7	7	7
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	3.163	0	0	3.237	3.163	3.237
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (3)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	2.113	0	0	2.162	2.113	2.162
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (4)	Chile	USD	Bullet	6,273	6,273	0	498	444	0	444	498
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (5)	Chile	USD	Bullet	6,990	6,990	0	31.910	0	0	0	31.910
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	3.147	52.847	0	0	3.147	52.847
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco BCI (7)	Chile	USD	Bullet	7,300	7,300	0	0	0	37.910	0	37.910
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco BCI (8)	Chile	USD	Bullet	6,350	6,350	51.887	0	0	52.230	51.887	52.230
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (9)	Chile	USD	Bullet	6,230	6,230	0	0	0	101.246	0	101.246
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (10)	EEUU	USD	Amortizable	7,039	7,039	29.427	6.601	18.419	18.418	47.846	25.019
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (10)	Alemania	USD	Amortizable	7,039	7,039	4.145	901	2.632	2.632	6.777	3.533
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Chile (11)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	0	0	0	470	0	470
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente Total										93.882	92.757	24.564	218.663	118.446	311.420

- (1) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con BID Invest por un total de USD 125 millones descrito en la nota 20.1.2, además de las dos primeras cuotas de capital pagaderas en junio y diciembre de 2025 por un monto USD 1,1 millones y USD 1,65 millones, respectivamente.
- (2) y (3) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Scotiabank por un total de USD 250 millones descrito en la nota 20.1.2.
- (4) Corresponde a los intereses devengados del financiamiento con Santander y otros bancos por un total de USD 170 millones descrito en la nota 20.1.2.
- (5) Créditos de corto plazo por un total de USD 30 millones con Banco Santander prepagado el 23 de enero de 2024. Se encontraba documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.

ESTADOS FINANCIEROS

- (6) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado que devengaba interés a tasa fija y que vencía el 31 de enero de 2024. El 12 de enero de 2024, el préstamo fue renovado y extendido por un plazo de dos años con nueva fecha de vencimiento el 12 de enero de 2026, según se explica en el número (6) de la nota 20.1.2. El saldo al 31 de diciembre de 2024 incluye los intereses devengados de este préstamo.
- (7) Crédito verde por USD 35 millones con BCI. Devengaba interés a tasa fija con vencimiento el 16 de mayo de 2024, encontrándose documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía. Este préstamo fue prepago el 18 de abril de 2024.
- (8) Crédito verde por US\$50 millones con BCI con vencimiento original el 12 de noviembre de 2024. El 31 de mayo de 2024, este crédito fue extendido hasta el 30 de mayo de 2025, con una nueva tasa de interés. Este crédito se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago.
- (9) Crédito con Scotiabank por un total de USD 100 millones con vencimiento el 21 de octubre de 2024 que fue prepago en su totalidad el 26 de septiembre de 2024. Este financiamiento se encontraba documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía era en dólares con una tasa de interés fija.
- (10) Incluye intereses devengados y la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos con International Finance Corporation (IFC) y Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft (DEG) por un total de USD 378,9 millones descritos en la nota 20.1.2.
- (11) Corresponde a los intereses devengados sobre el crédito de USD 50 millones con Banco de Chile descrito en el número (5) en la nota 20.1.2 por corresponder a una deuda de largo plazo.

20.1.2 Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al					
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
										kUSD							
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	9.197	3.276	47.982	12.829	14.410	57.334	71.589	73.439
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Amortizable	6,804	6,804	4.474	1594	23.342	6.244	7.010	27.896	34.826	35.734
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	BID Invest (1)	EEUU	USD	Bullet	1,000	1,000	0	0	0	0	14.922	14.891	14.922	14.891
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	0	0	148.823	148.367	0	0	148.823	148.367
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	4,809	4,809	0	0	99.215	98.912	0	0	99.215	98.912
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander (3)	Chile	USD	Bullet	6,273	6,273	0	0	170.000	170.000	0	0	170.000	170.000
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	IFC (4)	EEUU	USD	Amortizable	7,039	7,039	72.744	72.221	72.744	72716	145.181	182074	290.669	327.011
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	DEG (4)	Alemania	USD	Amortizable	7,039	7,039	10.395	10.320	10.395	10391	20.732	26004	41.522	46.715
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Chile (5)	Chile	USD	Bullet	7,350	7,350	0	50.000	0	0	0	0	0	50.000
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado (6)	Chile	USD	Bullet	6,400	6,400	50.000	0	0	0	0	0	50.000	0
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente Total										146.810	137.411	572.501	519.459	202.255	308.199	921.566	965.069

- (1) El 27 de agosto de 2021, la Sociedad giró en su totalidad el préstamo de USD 125 millones firmado con BID Invest el 23 de diciembre de 2020. El financiamiento se compone de un préstamo senior de BID Invest de USD 74 millones, USD 36 millones del Fondo Chino para la cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) y USD 15 millones de financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). Los dos primeros tramos, por un total de USD 110 millones, se encuentran a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas por montos distintos comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032. El préstamo de USD 15 millones del CTF devenga una tasa fija de 1% anual y es pagadero en una sola cuota el 15 de diciembre de 2032. El propósito del préstamo es el de financiar la construcción, la operación y el mantenimiento del parque eólico Calama. El financiamiento contempla un innovador instrumento financiero que promueve la aceleración de las actividades de descarbonización, al monetizar el desplazamiento real de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) gracias al cierre anticipado de las centrales termoeléctricas de carbón cuya generación será sustituida por el parque eólico Calama. En ausencia de un mercado de créditos de carbono, la estructura de financiamiento establecerá un precio mínimo para las emisiones que se hará efectivo por medio de un menor costo de financiamiento en el préstamo del CTF. La tasa base de la porción del préstamo que se encuentra a tasa variable cambió de LIBOR 6 meses a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto notional equivalente al 50% del capital del préstamo a tasa variable. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 4,15% anual sobre un monto notional de US\$55 millones.
- (2) El 26 de julio de 2022, la compañía firmó un contrato de financiamiento verde con Scotiabank por un total de USD 250 millones. El 28 de julio, la compañía giró un primer préstamo de USD 150 millones, mientras que el monto restante fue desembolsado el 7 de septiembre, ambos con pagos de intereses semestrales y con capital pagadero en una sola cuota en julio de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en SOFR más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 2,872% anual.

- (3) El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El capital es pagadero en una sola cuota el 14 de diciembre de 2027. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6M más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual por dicha porción del préstamo a partir del 15 de marzo de 2023, fecha de inicio de la vigencia del derivado. Durante el año 2023, Banco Santander asignó porciones del préstamo a otros bancos quedando finalmente cada uno de ellos con un monto de capital de USD 34 millones. Los bancos incluyen Banco Santander, Rabobank, Banco Estado, Société Générale, e Intesa San Paolo.
- (4) El 20 de junio de 2023, la compañía firmó un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad con la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial por un total de USD350 millones, el que unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de USD400 millones a 10 años plazo. El financiamiento incluye millones provistos por IFC, USD114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, US\$35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por US\$50 millones. El 28 de julio de 2023 la compañía giró los primeros USD200 millones bajo este financiamiento. Los USD 200 millones restantes fueron desembolsados el 19 de diciembre de 2023. El financiamiento se paga en 19 cuotas semestrales iguales a partir del 15 de julio de 2024 y terminando el 15 de julio de 2033. El préstamo devenga una tasa variable basada en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen y su riesgo de tasa de interés se encuentra cubierto en un 70% con un swap de tasa de interés con Banco de Chile. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,815% anual. El financiamiento contempla el cumplimiento de ciertos indicadores de sostenibilidad, los que, de ser cumplidos, significarían una reducción del margen del préstamo en 0,2% anual a partir de 2027.
- (5) Préstamo de USD 50 millones con Banco de Chile. Su vencimiento original era 15 de noviembre de 2023. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 16 de noviembre de 2026. Este financiamiento fue prepagado en su totalidad el 15 de noviembre de 2024 y se encontraba documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía pasó a ser en dólares con una tasa de interés fija.
- (6) Préstamo de USD 50 millones con Banco Estado. Su vencimiento original era el 31 de enero de 2024. En esa fecha, fue renovado a tres años plazo, con una nueva fecha de vencimiento de 12 de enero de 2026. Este financiamiento se encuentra documentado con un pagaré en pesos más un contrato derivado del tipo cross-currency swap, bajo el cual la obligación de pago de la compañía es en dólares con una tasa de interés fija.

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total		
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	137.883	6.606	0	0	137.883	6.606
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	7.225	7.178	0	0	7.225	7.178
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	0	0	6.552	0	6.552	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	0	0	3.220	0	3.220	0
Obligaciones con el Público, Total										145.108	13.784	9.772	0	154.880	13.784

- (1) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxembourg Stock Exchange) para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("Any and All Tender Offer") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) de la nota 20.2.2 a continuación.

20.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora					1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al				
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	Valor Nominal	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023		
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	0	347.290	0	0	0	0	347.290	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	593.500	0	0	0	0	493.822	492.734	493.822	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (3)	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	818.750	0	0	0	0	488.567	0	488.567	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	UBS AG y BNP Paribas (4)	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	286.208	0	0	223.190	0	0	0	223.190	
Obligaciones con el Público, total											0	347.290	223.190	0	982.389	492.734	1.205.579	840.024

- (1) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxembourg Stock Exchange) para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 4,500% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortiza en una sola cuota el día 29 de enero de 2025. El 16 de abril de 2024, el capital de este bono se redujo a USD 135.529.000 en virtud de la oferta de recompra voluntaria por todos y cada uno de los bonos ("Any and All Tender Offer") lanzada por la Compañía el 8 de abril de 2024, a la que concurrió un 61,28% de los tenedores de bonos, según se explica en el punto (3) a continuación.
- (2) Con fecha 23 de enero de 2020, EECL emitió bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 500.000.000. Una parte importante de los fondos obtenidos por la nueva emisión fue destinada al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021 ("Any and All Tender Offer"). Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento en enero de 2021, para así poder realizar el retiro y pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía logró el repago íntegro del bono por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021. Los fondos restantes de la nueva emisión fueron destinados al repago de deuda existente, costos de la transacción y otros fines generales de la compañía. El monto total de primas pagadas por dichos rescates anticipados alcanzó la suma de USD 13.618.079,36 que fue cargada en su totalidad a los resultados del ejercicio 2020. El nuevo bono de USD 500.000.000 contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los intereses se pagan semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota el día 28 de enero de 2030.
- (3) Con fecha 17 de abril de 2024, EECL emitió bonos en el mercado internacional bajo el formato 144-A / Reg S por un monto total de USD 500.000.000 a un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 6,375% anual. Los fondos fueron destinados en parte al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 350.000.000 con vencimiento original en enero de 2025 ("Any and All Tender Offer"). Un total de 61,28% de los bonos fue rescatado anticipadamente en virtud de dicha oferta, resultando en un pago anticipado de USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. El valor remanente de los bonos, por un total de USD 135.529.000 a una tasa cupón de 4,50% anual, quedó vigente hasta su vencimiento original el día 29 de enero de 2025. Los fondos restantes de la nueva emisión han sido destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del Grupo ENGIE (Green Financing Framework).
- (4) El día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en el equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2024

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2024	31-12-2024	31-12-2024	31-12-2024	
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	138.678	138.678	0	0	0	138.678
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	593.500	17.000	34.000	34.000	508.500	593.500
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,708	6,375	818.750	31.875	63.750	63.750	659.375	818.750
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	UBS AG y BNP Paribas	Suiza	USD	Bullet	5,650	5,427	286.208	12.218	24.436	249.554	0	286.208
Total										1.837.136	199.771	122.186	347.304	1.167.875	1.837.136

Año 2023

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	31-12-2023	
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,098	5,625	373.625	15.750	357.875	0	0	373.625
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	610.500	17.000	34.000	34.000	525.500	610.500
Total										984.125	32.750	391.875	34.000	525.500	984.125

NOTA 21 - DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2024 y 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 al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	31-12-2024				31-12-2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Cobertura flujos de caja	11.082	27.065	14.037	24.987	12.391	5.682	6.500	8.437
Total	11.082	27.065	14.037	24987	12.391	5.682	6.500	8.437

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

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		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Costos en pesos (CLP)	131.000	120.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	553	1.292	Flujos de caja
Swap	Tipo de cambio	Tasas de Interés	539.000	584.000	Flujos de caja
Cross/currency swap	Tipo de cambio	Tasa de interés y monedas (CHF/USD)	225.118	0	Flujos de caja
Swap	Precio Commodity	Contratos de energía	0	198.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31-12-2024	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2023
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Libro kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	26	26	32	32
Saldos en Bancos	53.876	53.876	12.783	12.783
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	444.741	444.741	288.512	288.512
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	308.667	308.667	568.755	568.755
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	2.859	2.859	7.407	7.407
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	2.439.495	1.305.308	2.145.234	772.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	270.424	270.424	294.249	294.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	93.094	93.094	65.457	65.457

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2024 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
	Activos Financieros			
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	38.147	38.147	0	0
Total	38.147	38.147	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	39.024	0	39.024	0
Total	39.024	0	39.024	0

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2023 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
	Activos Financieros			
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	18.073	18.073	0	0
Total	18.073	18.073	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	14.937	0	14.937	0
Total	14.937	0	14.937	0

Efectividad de la cobertura - Prospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

- Escenario 1: -50 bps
- Escenario 2: -25 bps
- Escenario 3: -15 bps
- Escenario 4: +15 bps
- Escenario 5: +25 bps
- Escenario 6. +50 bps

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

Efectividad de la cobertura - Retrospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración.

Inefectividad de la cobertura:

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del periodo de medición.

NOTA 22 – PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31-12-2024		31-12-2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
NIIF 16 - Arrendamientos	4.311	87.532	5.387	101.220
Total	4.311	87.532	5.387	101.220

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora				Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total		
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	46	52	22	24	68	76
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	100	115	168	181	268	296
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	72	82	120	129	192	211
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	25	28	59	64	84	92
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	157	174	460	503	617	677
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	84	93	251	269	335	362
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	201	229	277	302	478	531
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	18	21	27	29	45	50
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	8	9	20	22	28	31
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	23	27	55	61	78	88
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	22	25	76	83	98	108
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	5	6	20	22	25	28
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	140	0	424	0	564
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	750	793	677	798	1.427	1.591
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	84	184	176	268	260
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	9	0	26	0	35
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	75	85	0	0	75	85
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	0	10	0	7	0	17
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	117	130	108	118	225	248
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Arrendadores de Vehículos S.A.	UF	Mensual	0,800	0,800	0	9	0	28	0	37
Pasivos por Arrendamientos, Total								1.787	2.121	2.524	3.266	4.311	5.387

22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora				1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al		
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva %	Tasa Nominal %	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023	31-12-2024	31-12-2023
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	94	156	159	116	794	952	1.047	1.224
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	355	586	584	429	5.288	6.157	6.227	7.172
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	253	418	417	306	3.774	4.395	4.444	5.119
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	125	207	207	151	3.597	4.114	3.929	4.472
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	1.267	2.106	1.048	1.175	0	0	2.315	3.281
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	707	1.164	584	655	0	0	1.291	1.819
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	579	961	935	689	14.783	16.940	16.297	18.590
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	57	93	91	67	582	688	730	848
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	43	70	74	54	692	806	809	930
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,870	2,870	114	190	184	136	1.611	1.877	1.909	2.203
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,640	2,640	158	263	253	187	1.483	1.761	1.894	2.211
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,590	2,590	41	69	67	49	354	423	462	541
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,010	3,010	1.417	2.348	2.289	1.686	38.575	44.146	42.281	48.180
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	518	761	856	560	804	1.101	2.178	2.422
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	74	123	128	93	523	636	725	852
76.708.710-1	Central Termoelectrica Andina SpA.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	446	741	548	525	0	90	994	1.356
Pasivos por Arrendamientos, Total								6.248	10.256	8.424	6.878	72.860	84.086	87.532	101.220

NOTA 23 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Esta nota no pretende ser una discusión exhaustiva de los riesgos que enfrenta nuestra compañía. Dicha discusión se encuentra en la sección de Gestión de Riesgos en la Memoria Integrada 2023 disponible en nuestra página web.

Como parte del desarrollo y operación del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar positivamente o negativamente en la sostenibilidad, reputación o los objetivos estratégicos, financieros y operacionales. La gestión de riesgos de nuestra compañía se sostiene en la metodología de ERM (Enterprise Risk Management) del Grupo ENGIE, que es compatible y está alineada con los estándares ISO 31.000: 2018 (International Standard Organization). Cuando esta metodología es aplicada a la gestión de proyectos se denomina PRM o Project Risk Management, que son los principios del ERM aplicados a la dinámica requerida para la gestión de proyectos -por ejemplo eólicos, fotovoltaicos y BESS-. Adicionalmente, el grupo ENGIE define un marco de trabajo de riesgos operacionales corporativos denominado programa INCOME, operado por el área de Control Interno, que aborda la gestión de riesgos operacionales de las áreas de proyectos, ventas, abastecimiento, gestión de commodities, finanzas, recursos humanos, TI, seguridad industrial, contabilidad y gestión tributaria, legal, ambiental, seguridad y salud ocupacional. De esta forma, el marco de gestión de riesgos de ENGIE queda organizado en torno a 3 líneas de defensa: en primera instancia los managers y equipos operacionales, en segunda instancia la coordinación global del sistema de control interno mediante las metodologías ERM/PRM y el programa INCOME, y en tercer instancia por las auditorías internas y externas. Cada año, a través del proceso delineado por ERM, el mapa de riesgos es revisado, monitoreado y actualizado. Este proceso es reportado al Directorio tres veces al año.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Factores de Riesgo

23.1 Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, operaciones de leasing financiero, depósitos a plazo e instrumentos financieros derivados.

23.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio. Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es acotada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado significativamente con la promulgación de las leyes de Estabilización de Tarifas Eléctricas a partir de noviembre de 2019, y las disposiciones técnicas de implementación establecidas en resoluciones exentas de la Comisión Nacional de Energía. Estas leyes y disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio y los precios de combustibles entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 y el remanente para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de julio de 2020. El día 30 de junio de 2021, EECL concretó la venta de las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2021 a Chile Electricity PEC SpA que obtuvo financiamiento por medio de una colocación privada bajo el formato 4a2 con la participación de Allianz, BID Invest y Goldman Sachs. Una vez publicados los siguientes decretos de precio de nudo, se realizaron transacciones similares el 4 de marzo de 2022 para el cuarto grupo de cuentas por cobrar, el 14 de julio de 2022 para el quinto grupo de cuentas por cobrar y el 12 de mayo de 2023 para el sexto grupo. Al ser ventas en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR pudieron reducir su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y lograron recuperar liquidez, a costa de un descuento que tuvo impactos en los estados financieros de 2021, 2022 y 2023. En 2021, este costo financiero ascendió a USD 51 millones, en 2022 llegó a los USD 15,4 millones y en 2023 alcanzó USD 12,6 millones. Con esto, los gastos financieros totales del programa PEC-1 ascendieron a USD 79,1 millones. El 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, así como el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, tuvieron lugar las siete ventas de documentos de pago emitidos bajo el programa PEC-2, asociado a la Ley MPC, que no estuvieron sujetas a descuentos financieros, y que resultaron en ingresos de caja de USD 290,7 millones incluyendo intereses.

Según se explica en la Nota 9, el 7 de octubre de 2024 la Sociedad alcanzó un acuerdo con Inter-American Investment Corporation (“BID Invest”) en conformidad al cual la Sociedad vendió a BID Invest documentos de pago (“DDP”) resultantes de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios conforme a la Ley 21.472, modificada en virtud de la Ley 21.677 (“PEC 3”) y resoluciones exentas asociadas. En esa misma fecha, Chile Electricity Lux MPC II S.a.r.l., una sociedad de propósito

especial incorporada bajo las leyes de Luxemburgo, emitió bonos bajo la regla 144-A, regulación S, por cuenta del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), establecido de acuerdo a la ley 21,472 (Ley MPC) y administrado por la Tesorería General de la República. El objetivo de esta emisión fue la de financiar parte de la compra de documentos de pago emitidos por la Tesorería a favor de compañías de generación eléctrica respaldando las cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica como consecuencia de la estabilización de tarifas. BID Invest compró los documentos de pago a las compañías generadoras mediante una estructura del tipo A/B Bond que contempla un tramo A, financiado directamente por BID Invest por aproximadamente USD 161 millones, y un tramo B por aproximadamente USD 1,440 millones con recursos provenientes de la emisión de bonos 144 A / Reg S. Estos recursos se usaron el día 24 de octubre de 2024 para realizar la primera compra documentos de pago bajo el programa PEC-3 a 26 compañías generadoras de electricidad por un monto total de USD 1.555 millones. El pago correspondiente a ENGIE Energía Chile, incluyendo su filial Eólica Monte Redondo, ascendió a USD 356 millones, con los que se redujo el monto de la cuenta por cobrar a largo plazo indicada en la Nota 9, reduciendo significativamente la exposición de este activo a las fluctuaciones del tipo de cambio.

El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados o vinculados al dólar, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones y algunos contratos de servicio, con contratos "forward". Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantenía contratos de venta de dólares "forward" con bancos por un monto nocional total de USD 144,4 millones con vencimientos mensuales de entre USD 10,6 y 13,1 millones entre enero y diciembre de 2025, con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, sobre los resultados financieros de la empresa. Por otra parte, la empresa ha firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF, EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Actualmente, existen contratos de venta de dólares forward por un monto nocional total de USD 23,5 millones para cubrir pagos periódicos en UF a contratistas de los proyectos de reconversión a gas natural de la central Infraestructura Energética Mejillones, el proyecto de generación eólica, Lomas de Taltal y el proyecto de condensadores síncronos en la Unidad 15 de Tocopilla. Estos derivados fueron tomados con Banco de Chile, BCI y Banco Santander.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Política de Inversiones de Excedentes de Caja de la compañía estipula que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2024, un 99% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la compañía a otras monedas extranjeras no es material.

La sociedad presenta una exposición al riesgo cambiario de naturaleza puramente contable relacionada a los contratos de concesiones de uso oneroso u otros tipos de contratos tales como arriendo de flotas de vehículos que se consideran como arrendamientos financieros bajo la norma IFRS16. Estos contratos comprenden activos por derechos de uso que corresponden a activos no monetarios que se registran a su costo inicial en dólares, la moneda funcional de la compañía. Su contrapartida corresponde a pasivos monetarios que reflejan el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. La mayor parte de estos pasivos están denominados en Unidades de Fomento (UF) o Unidades Tributarias Mensuales (UTM). Por tratarse de pasivos monetarios, éstos se reajustan periódicamente y se convierten a dólares al tipo de cambio observado al cierre de cada ejercicio contable. En definitiva, el pasivo denominado en CLP, UF o UTM está sujeto a reajustes periódicos, quedando expuesto a fluctuaciones en los tipos de cambio, mientras que el activo queda fijo en dólares. Este descalce puede dar origen a utilidades o pérdidas contables en nuestros estados de resultados. Sin embargo, financieramente, el valor del activo por derechos de uso está íntimamente relacionado con el valor del pasivo, ya que ambos deberían reflejar el valor presente de las cuotas a pagar bajo los contratos financieros. Al 31 de diciembre de 2024, los pasivos por arrendamientos denominados en monedas distintas al dólar ascendían a la cantidad de USD 91,9 millones.

23.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest

Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar en forma periódica un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un monto notional acordado.

Para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés, procuramos mantener nuestra deuda financiera a tasas de interés fijas, excepto por una porción de la deuda equivalente a los niveles de saldo de efectivo de la compañía que se invierten a tasas de interés que fluctúan en línea con los movimientos de la tasa base de los pasivos a tasa variable. Al 31 de diciembre de 2024, un 86,05% de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija o cubierta por derivados, mientras que un 13,95% de la deuda financiera, sin considerar las obligaciones por leasing bajo IFRS16, se encontraba a tasa variable (US\$55 millones del financiamiento con BID Invest, US\$75 millones del préstamo con Scotiabank, US\$51 millones del préstamo con Santander y US\$151,6 millones del financiamiento del IFC y DEG).

Tasa de Interés	31-12-2024	31-12-2023
Tasa de interés fija	86,05%	83,84%
Tasa de interés variable	13,95%	16,16%
Total	100,00%	100,00%

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

23.3 Riesgo de Precio de Combustibles

Importamos una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una interrupción en su cadena de producción o fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos vernos forzados a adquirir a mayores precios, ya sea el mismo combustible o un sustituto, y podríamos ser incapaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes, con la consiguiente reducción en nuestros márgenes operacionales. Este riesgo se materializó a inicios de 2023 debido que el principal proveedor de gas natural licuado no confirmó la provisión de suministro para el año 2023 bajo uno de los contratos a largo plazo por un volumen total cercano a 13,2 TBtu, exponiendo a la compañía a buscar fuentes alternativas de suministro de combustible y a iniciar acciones legales.

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos al control de la compañía. Las compras de carbón se solían realizar en su mayor parte mediante contratos anuales, cuyos precios se encontraban vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón, tales como API 2, API 10 o Newcastle. Como producto del proceso de descarbonización de la compañía, las compras de carbón se han vuelto más esporádicas y las compras se realizan puntualmente en lugar de hacerlo bajo contratos anuales. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (ULSD o Brent). La compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub y ha realizado compras de GNL en el mercado spot.

El precio y la disponibilidad de los combustibles son factores clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Históricamente, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de producción y suministro de energía con sus ingresos por ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas de ciertos contratos a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, con lo que ha aumentado temporalmente su exposición

al riesgo de precios de commodities hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar todos los contratos de suministro indexados a la inflación. La empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles de acuerdo a su estrategia de cobertura del riesgo residual.

Entre 2021 y el primer semestre de 2023 se pudo constatar la materialización de este riesgo. En nuestro país, los años hidrológicos 2021 y 2022 fueron extremadamente secos, extendiéndose estas condiciones de sequía hasta el mes de junio de 2023, con la consiguiente disminución en la generación hidráulica. Esto coincidió con dificultades en el suministro de carbón y gas natural debido al alza en la demanda junto a restricciones en la producción mundial de dichos combustibles, así como dificultades en los fletes, lo que se tradujo en alzas de precios a niveles muy altos. Posteriormente, a causa de la guerra entre Rusia y Ucrania los precios del gas y del carbón llegaron a niveles nunca vistos. Por consiguiente, hasta el primer semestre de 2023, los costos medios de generación propia y los costos marginales del sistema alcanzaron niveles muy superiores a los de años anteriores, reflejándose en la reducción de los márgenes operacionales del negocio eléctrico. Cabe mencionar que los costos marginales también se han visto afectados por otros factores tales como desacoples, congestión en los sistemas de transmisión, e indisponibilidad de centrales de generación. La Compañía mitiga parcialmente su exposición al riesgo de fluctuaciones en los precios de los combustibles a través de (i) la firma de contratos de suministro con otras generadoras del sistema que han permitido reducir sus compras de energía al mercado spot (3,66 TWh comprados bajo contratos en 2024, que representa un 11% de aumento con respecto a los 3,29 TWh comprados bajo contratos en 2023) y, por ende, su exposición al costo marginal; (ii) sus contratos de suministro de GNL de largo plazo y compras en el mercado spot; (iii) la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación de energía renovable que reduce la dependencia de combustibles fósiles, (iv) adquisiciones de activos renovables no contratados en áreas con mayor exposición al costo marginal y (v) el traspaso de los mayores costos a tarifas finales. Posibles incumplimientos de términos contractuales por parte de nuestros proveedores en el suministro de gas natural licuado o carbón también exponen a la Compañía a sustituir su generación de energía con combustibles alternativos o bien con mayores compras de energía en el mercado spot, aumentando su exposición a las variables que determinan los costos marginales del sistema.

23.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales del cobre y otras materias primas, así como a la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos, laborales, sociales, ambientales, políticos y tributarios. Nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, y nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales.

Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es bajo, aunque se ha podido observar retrasos en los pagos de clientes regulados de menor tamaño, tales como cooperativas. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría afectar nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 no ha afectado significativamente nuestros ingresos, según se reconocen en el estado de resultados, sí ha impactado negativamente nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel de capital de trabajo. Para enfrentar este riesgo y mitigar los efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la compañía, estas cuentas por cobrar a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. Entre el 8 de febrero de 2021 y el 12 de mayo de 2023, la compañía concretó 6 operaciones de venta de cuentas por cobrar correspondientes a los decretos de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020, julio de 2020, enero de 2021, julio de 2021, enero de 2022 y julio de 2022 por un valor total nominal de USD 272,9 millones, recibiendo recursos líquidos por USD 193,8 millones y reportando un costo financiero total de USD 79,1 millones. Con la promulgación de la Ley MPC, se han seguido generando saldos a cobrar por el diferencial entre el precio estabilizado (PEC) y las tarifas contractuales. Con la publicación del decreto de Precio de Nudo Promedio de julio 2022 y la Resolución Exenta que sentó las bases para aplicación efectiva de la Ley, la Tesorería emitió Documentos de

Pago que la Compañía vendió bajo un mecanismo similar al implementado para la ley PEC, pero esta vez sin asumir costos por descuentos financieros. El diferimiento en la recaudación producto del retraso en la publicación de decretos afectó significativamente la liquidez y el endeudamiento de la compañía. Siete ventas de Documentos de Pago bajo el programa PEC-2 se concretaron el 30 de agosto, 30 de octubre y 28 de diciembre de 2023, y el 17 de enero, 30 de mayo, 9 de agosto y 30 de septiembre de 2024, mediante las cuales la compañía recibió recursos líquidos por un valor total de USD 290,7 millones incluyendo intereses. Con la aprobación de la ley PEC-3 y los mecanismos de monetización correspondientes, el 24 de octubre de 2024 se concretó una venta de Documentos de Pago por un valor total de USD 356 millones incluyendo intereses. La compañía espera concretar una segunda y última venta de Documentos de Pago bajo PEC-3 en 2025, con lo que se espera dar término a la acumulación de saldos producida por estabilización de precios de electricidad a clientes regulados.

En años anteriores la industria eléctrica comenzó a evolucionar hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa firmó contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la compañía puso en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos y la compañía ha aminorado su actividad de comercialización dirigida a este segmento con el fin de equilibrar su portafolio de contratos y reducir su posición compradora en el mercado spot de energía.

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la compañía. Esta determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que a cada cuenta por cobrar se le asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de que este ocurra. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Por su posición contractual, la compañía es normalmente uno de los principales pagadores netos dentro de la cadena de pagos del sector eléctrico chileno. Si bien está expuesta a morosidades o incumplimientos de pago de operadores del sector eléctrico, estos montos representan un porcentaje relativamente menor de la recaudación mensual. Incumplimientos por parte de otros operadores del sistema eléctrico podrían exponer a la compañía a aumentar volúmenes de venta a clientes regulados a las tarifas de sus contratos vigentes. Situaciones de insolvencia de otros operadores del sector eléctrico con quienes la compañía mantiene contratos de suministro para reducir su exposición al mercado spot podrían exponer a la compañía a retomar su exposición compradora en el mercado spot.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

23.5 Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

23.6 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

La liquidez de la Compañía se ha visto afectada por la ley de precio estabilizado al cliente regulado ya que esta ley limita la recaudación completa estipulada en los contratos de suministro con compañías distribuidoras, acumulándose saldos que se estiman en aproximadamente USD 108,7 millones al 31 de diciembre de 2024. Cabe notar que este saldo representa una reducción significativa con respecto a 2023 y, luego de la venta de documentos de pago esperada para 2025, este saldo debería llegar a cero.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL contaba con recursos en efectivo por USD 498,6 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los USD 2.385 millones, incluyendo USD 230,4 millones de deuda con vencimiento dentro de un año. El 17 de abril de 2024, la compañía recibió los fondos de una colocación de bonos bajo la regla 144-A/RegS por USD 500 millones con los que pagó anticipadamente USD 214,5 millones del bono de USD 350 millones con vencimiento en enero de 2025 además de un crédito de corto plazo por USD 35 millones. El 26 de septiembre de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF 190.000.000 (ciento noventa millones de francos suizos), conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente en dólares de USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Los fondos provenientes de ambos bonos se destinarán al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Luego de estas colocaciones de bonos y del prepago de deudas, la compañía quedó con recursos en efectivo para hacer frente a las necesidades de financiamiento de proyectos de energía renovable y de refinanciación de pasivos. Asimismo, entre enero y septiembre de 2024, la empresa monetizó documentos de pago emitidos por la Tesorería General de la República conforme a la segunda ley de estabilización de precios a clientes regulados (ley MPC o "PEC-2"), bajo los mecanismos acordados con el Banco Interamericano de Desarrollo, por un valor de USD 58,8 millones incluyendo intereses, con lo cual concluyó la monetización de documentos de pago bajo PEC-2. El 24 de octubre de 2024, la compañía recibió USD 356 millones por la primera venta de documentos de pago bajo el programa PEC-3. Los recursos recibidos por estos programas de monetización están ayudando a (i) recomponer la liquidez afectada desde 2020 por los mecanismos de estabilización de precios, (ii) financiar las inversiones requeridas para la transición energética y (iii) extender el perfil de vencimientos de la deuda. La Compañía cuenta con clasificaciones de riesgo con grado de inversión y acceso abierto a los mercados financieros.

Las acciones de pago, renovación, y toma de deudas se encuentran detalladas en la Nota 20 de estos estados financieros así como en el Análisis Razonado de los Estados Financieros.

23.7 Seguros

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para EECL y afiliadas. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarca la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

23.8 Clasificación de Riesgo

Al 31 de diciembre de 2024, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, en abril de 2024, Standard and Poor's ratificó la clasificación de riesgo de ENGIE Energía Chile en BBB con perspectiva Estable. Por su parte, Fitch Ratings ratificó la calificación de BBB con perspectiva Estable en marzo de 2024. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, Fitch Ratings ratificó la clasificación de solvencia de la compañía en AA-, con perspectiva Estable en marzo de 2024, en tanto Feller Rate ratificó la clasificación en AA- con perspectiva Estable en enero de 2025. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 24 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	5.407	60.331
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	189.920	176.695
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	75.097	57.223
Total	270.424	294.249

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

ESTADOS FINANCIEROS

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2024 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	82.428	0	0	0	0	0	82.428	30
Servicios	165.718	0	0	0	0	0	165.718	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	21.769	0	21.769	150
Total	248.146	0	0	0	21.769	0	269.915	

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2024 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	0	0	0	0	0	0	0
Servicios	501	1	3	0	4	0	509
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	501	1	3	0	4	0	509

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2023 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	95.385	55.242	0	0	0	0	150.627	30
Servicios	143.590	0	0	0	0	0	143.590	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total	238.975	55.242	0	0	0	0	294.217	

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2023 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	0	0	0	0	5	0	5
Servicios	22	4	1	0	0	0	27
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total	22	4	1	0	5	0	32

Los montos según días vencidos pendientes pueden corresponder a distintas situaciones, entre ellas, “notas de crédito pendientes de recibir, facturas no cobradas por proveedores, facturas con falta de respaldos aun para su pago, entre otros”.

NOTA 25 - PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Provisión de Vacaciones	10.063	8.271
Provisión Bonificación Anual	11.507	12.013
Descuentos Previsionales y de Salud	1.027	960
Retención Impuestos	2.423	626
Otras Remuneraciones	9.552	10.041
Total	34.572	31.911

NOTA 26 - OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
IVA débito fiscal	1.383	3.125
Impuestos de retención	1.788	937
Ingresos anticipados (1)	4.802	10.374
Total	7.973	14.436

(1) Corresponde a cobros de Cargo Unico facturados y que aún no son traspasados a clientes finales.

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ingresos garantías	82	81
Total	82	81

NOTA 27 - OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	0	152
Movimiento	0	(152)
Subtotal	0	0
<i>(1) Ver Nota 40.5 b)</i>		
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	166.524	157.675
Movimiento (2)	16.550	8.849
Subtotal	183.074	166.524
Otros		
Saldo Inicial	4.000	4.000
Movimiento	0	0
Subtotal	4.000	4.000
Total	187.074	170.524

(2) Provisión Desmantelamiento

El Grupo ENGIE está trabajando para llegar hacia el "Net Zero Carbon" en el año 2045.

Para la actualización de la provisión de desmantelamiento, se consideraron todas las unidades de generación y las unidades renovables Parque Eólico Calama, Parque Solar Capricornio, Parque Solar Tamaya, Parque Solar Coya y las Centrales San Pedro I y San Pedro II, las evaluaciones fueron actualizadas al cierre del 2024.

NOTA 28 - PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	78	43
Total	78	43

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Saldo Inicial	43	46
Reverso provisión	0	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	35	(3)
Total	78	43

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	12	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	13	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	25	25	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31-12-2024	31-12-2023
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

ESTADOS FINANCIEROS

NOTA 29 - PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 31 de diciembre de 2024.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	47.912	47.912
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	19.147	14.240
Total	394.102	389.195

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina SpA., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo de 2020 e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distributable será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distributable neta al 31 de diciembre de 2024, fue de kUSD 181.381.

La Sociedad registró al 31 de diciembre de 2024 con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 54.414.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2024 kUSD
Provisión 30% legal año 2024	54.414
Total Dividendos	54.414

29.2 Gestión de Capital

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 30 - INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Ingresos Ordinarios

Definición (ver nota 3.13)

Ingresos Ordinarios	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.631.885	1.985.950
Venta y transporte de gas	65.663	81.159
Venta de Combustible	0	46
Venta de peajes (1)	110.401	103.216
Arriendo instalaciones	1.092	1.258
Servicios Portuarios (2)	2.875	8.272
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	1.340
Recupero Siniestro Unidad CTA Mejillones	17.813	0
Otras ventas - ingresos	6.735	6.596
Total	1.836.464	2.187.837

(1) Corresponden a los ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018).

(2) Son aquellos servicios que se le prestan a la Nave mientras permanece amarrada a nuestro muelle durante la descarga, y que son Amarra/Desamarra; Muellaje, Uso del Muelle y Vigilancia y Cobro por Concepto de Security Fee, estos dos últimos están muy ligados al Código ISPS.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	31-12-2024		31-12-2023	
	kUSD	%	kUSD	%
Regulados (Centro Sur SEN)	632.679	34,45%	614.738	28,10%
Grupo CODELCO	335.863	18,29%	427.186	19,53%
Regulados EMEL	161.882	8,81%	221.877	10,14%
Grupo AMSA (1)	176.376	9,60%	171.117	7,82%
Grupo GLENCORE	93.288	5,08%	111.543	5,10%
El Abra	92.294	5,03%	87.959	4,02%
Otros clientes	344.082	18,74%	553.417	25,29%
Total Ventas	1.836.464	100,00%	2.187.837	100,00%

(1) Bajo Grupo AMSA se incluyen transacciones comerciales con las compañías operadas por este grupo: Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya.

Ingresos Ordinarios

Ingresos Ordinarios	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.631.885	1.985.950
Otros ingresos	204.579	201.887
Total Ventas	1.836.464	2.187.837

NOTA 31 – COSTOS DE VENTA

Costos de venta

Costos de Venta	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	310.916	591.306
Costos de energía y potencia	659.446	815.576
Sueldos y salarios	40.451	25.948
Beneficios anuales	12.167	13.290
Otros beneficios del personal	8.273	20.185
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	45.908	76.770
Servicio Muelle	11.293	10.832
Servicios de Mantenimiento y Reparación	31.006	31.734
Servicios de Terceros	38.726	42.279
Asesorías y Honorarios	2.948	2.097
Operación y Mantenimiento Gasoductos	642	570
Costo Peaje	58.162	77.417
Depreciación propiedad, planta y equipo	130.527	158.348
Amortización activos derecho de uso	2.163	2.179
Depreciación repuestos	402	(1.250)
Amortización Intangibles	8.152	16.421
Contribuciones y patentes	6.440	6.482
Seguros	34.445	33.521
Otros egresos	31.097	18.147
Total	1.433.175	1.941.863

NOTA 32 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

Otros Ingresos y Egresos de la Operación

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Venta de agua	3.321	2.975
Recupero incobrables	812	442
Deudas Incobrables	161	(456)
Venta de propiedades, planta y equipo	1.691	410
Recupero Siniestro Planta Solar Capricornio	0	4.360
Otros Ingresos	14.204	13.092
Total	20.189	20.823

NOTA 33 - GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de Administración

Gastos de Administración	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Sueldos y salarios	16.788	10.773
Beneficios anuales	4.812	4.956
Otros beneficios del personal	4.251	3.135
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	19.366	19.094
Depreciación propiedad, planta y equipo	3.144	2.975
Amortización activos derecho de uso	1.270	1.891
Contribuciones y patentes	416	(910)
Seguros	31	44
Otros	7.031	6.785
Total	57.123	48.757

No hay normativa vigente que obligue a las sociedades emisoras de valores inscritas en el Registro de Valores a revelar en sus estados financieros los honorarios pagados a sus auditores externos, sin embargo, y a solicitud de nuestros auditores hemos revelado los honorarios correspondientes a los ejercicios 2024 y 2023.

Remuneraciones auditores externos	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Servicios de auditoría	408	374
Otros servicios	311	34
Total	719	408

NOTA 34 - GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal

Gastos del personal	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Sueldos y salarios	57.239	36.721
Beneficios anuales	16.979	18.246
Otros beneficios del personal	12.524	23.320
Obligaciones post empleo	25	25
Total	86.767	78.312

NOTA 35 – OTROS GASTOS (INGRESOS)**Otros Gastos (Ingresos)**

Otros Gastos (Ingresos)	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Baja propiedades, planta y equipo, Planta Solar Capricornio (1)	0	7.718
Baja activos por derecho de uso (2)	0	3.160
Baja propiedades, planta y equipo	1.331	6.924
Deterioro económico (3)	(891)	577.459
Gasto desmantelamiento	0	18.666
Otros Gastos (Ingresos)	23	0
Total	463	613.927

(1) Corresponde a la baja parcial del Proyecto Planta Solar Capricornio asociado al Siniestro en etapa de construcción, el valor recuperado se indica en las Notas 30 y 32.

(2) Con fecha 19 de Junio de 2023 el Ministerio de Bienes Nacionales emitió la resolución exenta N°150 que declara extinguida la concesión onerosa del terreno llamado "Pampa Yolanda" solicitada por la Sociedad en marzo y abril de 2023.

(3) Al 31 de diciembre de 2023 el valor en libros de algunos activos exceden su valor en uso, por lo tanto y de acuerdo al criterio de la política de deterioro que indica la norma se procede con el ajuste a resultados kUSD 577.459.

NOTA 36 – INGRESOS FINANCIEROS**Ingresos Financieros**

Ingresos Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intereses financieros	83.161	23.414
Total	83.161	23.414

Los ingresos financieros en 2024 incluyen un monto de USD 50,28 millones resultante de intereses generados por cuentas por cobrar a compañías de distribución eléctrica producto de postergaciones en la fecha de publicación de los decretos tarifarios correspondientes, según lo reconocido en el decreto de precio de nudo promedio enero-2024. Estos intereses fueron recibidos por la compañía en octubre de 2024 con la primera venta de documentos de pago del programa PEC-3.

Asimismo, esta partida incluye USD 1,5 millones de intereses recibidos por la venta de documentos de pago bajo el programa PEC-2 y USD 8,5 millones de intereses con la primera venta bajo PEC-3. La diferencia incluye principalmente intereses por inversiones en depósitos a plazo. En 2023, esta partida incluyó USD 11 millones en intereses por la venta de certificados bajo PEC-2 además de intereses sobre inversiones en depósitos a plazo.

NOTA 37 – COSTOS FINANCIEROS**Costos Financieros**

Costos Financieros	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Intereses financieros	123.996	120.960
Intereses financieros leasing	6.911	6.804
Total	130.907	127.764

Los gastos financieros se mantuvieron en niveles muy similares en 2024 en comparación a 2023. Por una parte, los gastos financieros disminuyeron debido a que en mayo de 2023 se registraron gastos financieros de USD 12,6 millones producto del descuento al que se realizó la última venta de cuentas por cobrar asociadas al programa PEC-1. Por otra parte, en 2024 se registraron mayores saldos de deuda a tasas de interés promedio más altas, lo que fue compensado por un aumento de USD 18,7 millones en activación de intereses asociados a la inversión en proyectos de generación y transmisión. La tasa cupón promedio de la deuda financiera de la compañía subió de 5,2% al 31 de diciembre de 2023 a 5,5% al 31 de diciembre de 2024.

NOTA 38 – DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(14.791)	(6.594)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	22.316	9.685
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	247	1.746
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(21.253)	(4.370)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	3	16
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	(12)	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	(4)	2
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(2)	(2.159)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	754	415
Otros Activos No Financieros	CLP	(29.834)	(7.949)
Otros Activos No Financieros	EUR	(202)	94
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	80	(91)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	157	(66)
Otros Activos No Financieros, No Corriente	UF	(14)	4
Total Activos		(42.555)	(9.267)
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	554	(140)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	7.164	9.688
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	507	(213)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	26	(8)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	120	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	883	112
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	2	1
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	137	(401)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	32	(14)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	0	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	6.280	1.509
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(71)	(232)
Pasivos por Arrendamientos, No Corriente	CLP	10.708	(3.046)
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	3.739	(361)
Otras Provisiones	Peso Argentino	0	78
Total Pasivos		30.081	6.973
Total Diferencias de Cambio		(12.474)	(2.294)

NOTA 39 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	228.291	(411.054)
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	228.291	(411.054)
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,217	(USD 0,390)

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2024	Número de Acciones	Participación
ENGIE Austral S.A.	631.924.219	59,99%
Banco de Chile por cuenta de State Street	25.173.411	2,39%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversion	23.062.292	2,19%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	21.143.021	2,01%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	20.068.051	1,91%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	16.863.019	1,60%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	16.523.824	1,57%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	13.449.112	1,28%
Larrain Vial Fondo Mutuo Acciones Nacionales	11.861.280	1,13%
BANCHILE Corredores de Bolsa S.A.	11.737.975	1,11%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	11.265.838	1,07%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	10.667.639	1,01%
Otros accionistas	239.570.095	22,74%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 40 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS

40.1 Garantías Directas

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	104.350	197.286
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	43.934	36.197
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	15.137	9.538
Cooperación Nacional del Cobre Codelco	Boleta de Garantía	3.859	0
Hidroeléctra San Andrés SpA	Boleta de Garantía	2.200	2.200
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	1.925	2.095
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Boleta de Garantía	1.821	2.031
Transec S.A.	Boleta de Garantía	1.682	1.176
CGE Transmisión S.A.	Boleta de Garantía	1.565	1.302
Sierra Gorda Sociedad Contractual	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Dirección Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	684	529
Transec Holdings Rentas Limitada	Boleta de Garantía	486	352
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	405	405
Hidroeléctrica Punta del Viento SpA	Boleta de Garantía	310	310
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Boleta de Garantía	243	264
Transmisora Parinas S.A.	Boleta de Garantía	243	0
Eólica La Estrella SpA	Boleta de Garantía	180	108
Servicio Nacional de Aduanas	Boleta de Garantía	169	0
Compañía General de Electricidad S.A.	Boleta de Garantía	135	147
ENAEX Servicios S.A.	Boleta de Garantía	64	64
Complejo Metalúrgico Altonorte S.A.	Boleta de Garantía	45	37
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	24	35
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	22	33
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	19	29
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	19	28
Sociedad Trasmisora Metropolitana S.A.	Boleta de Garantía	11	0
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	9	14
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	5	7
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Boleta de Garantía	3	0
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	Boleta de Garantía	3	0
Ministerio de Obras Públicas	Boleta de Garantía	3	0
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	2	3
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	Boleta de Garantía	0	980
Hidroeléctrica Roblería SpA	Boleta de Garantía	0	210
El Agrío Hidro SpA	Boleta de Garantía	0	200
Hidroeléctrica Palacios SpA	Boleta de Garantía	0	200
Los Padres Hidro SpA	Boleta de Garantía	0	160
Enel Distribución Chile S.A.	Boleta de Garantía	0	132
Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	Boleta de Garantía	0	2.000
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Boleta de Garantía	0	88
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	0	6
Total		181.057	259.666

No se cuenta con activos comprometidos.

ESTADOS FINANCIEROS

40.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Monto vigente a la fecha de cierre de los estados financieros	
		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000

40.3 Cauciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
Goldwind Chile SpA.	Garantía fiel cumplimiento contrato	117.786	63.710
Sungrow Power Supply Co.Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	78.929	50.290
Energia Eolica CJR Wind Chile Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	15.212	7.007
Ingenieria y Const.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	13.087	10.489
Doosan Enerbility Co., Ltd	Garantía fiel cumplimiento contrato	9.629	0
Strabag	Garantía fiel cumplimiento contrato	8.430	15.616
Siemens Energy Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	5.562	10.685
OHL Industrial Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.542	4.542
Albemarle Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.495	1.546
On Time Services SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.338	0
Aguas de Antofagasta	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.122	0
GE Power Conversion IDT Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.939	0
Promet Servicios SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.594	2.839
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
B. Bosch S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.378	981
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.369	1.696
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.295	1.471
Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	974	1.058
Metka EGN Chile SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	882	0
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	829	942
Servicios Industriales Limitada (Axinntus)	Garantía fiel cumplimiento contrato	366	366
Empresa Nacional de Telecomunicaciones S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	341	371
Global Energy Services Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	300	4.275
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	235	0
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	220	250
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	118	312
Flesan Minería S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	228
Sungrow Power Supply SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	221
SK Engineering & Construction Co	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	21.334
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	11.065
Elecnor Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.674
Import. y Servicios Advanced Computing Tech. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	102
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.037	5.365
Sub total		280.509	219.935

ESTADOS FINANCIEROS

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de Electroandina SpA.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	226	249
Varios	Cumplimiento de contratos en general	27	26
Sub total		253	275
A favor de Central Termoeléctrica Andina SpA.			
Ima Industrial SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	647	735
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	296	182
Varios	Cumplimiento de contratos en general	168	168
Sub total		1.111	1.085
A favor de Inversiones Hornitos SpA.			
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	183	182
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	23
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	105	146
Sub total		311	351
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	7.721	382
B.Bosch S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.549	225
Kalpataru Power Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	0
Hyosung Heavy industries corporation	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3.238	1.573
El Sol de Vallendar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	2.266	705
Copiapó Solar SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.004	3.639
Elecnor Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	265	0
HMV Chile	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	120	0
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.867	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	65	66
Hitachi Energy Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	519	0
Servicios de Respaldo de Energia Teknica SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	280	0
Soc.de Ingenieria de la Energia Flow Energy	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Nortcontrol Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	65
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	416	293
Sub total		19.310	6.973
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Corporación Nacional del Cobre	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	10.000	0
Arrendadora de Vehiculos S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	16	15
Sub total		10.016	15

Nombre		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Res Energy Services SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	601	0
Ingeteam Power Technology S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	653
Pine SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	129	129
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	126	0
Globaltec Servicios y Construccion Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	58	99
Asesoría Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	44
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	25
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	80	57
Sub total		994	1.007
A favor de Solar Los Loros SpA			
Emerson Electric	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	97
GGP Servicios Industriales SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	14
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	4	4
Sub total		29	115
A favor de Río Alto SpA			
Gamesa Chile SpA	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	6.825	10.012
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	1
Sub total		6.826	10.013
Total		319.359	239.769

40.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía registraba un crédito de corto plazo de USD 50 millones con BCI, según se detalla en la Nota 20.1.1. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago. La porción corriente de deuda de largo plazo ascendía a USD 44,9 millones correspondientes a la segunda y tercera cuota de capital de los financiamientos de IFC y DEG, pagaderas en enero y julio de 2025, además de la primera y segunda cuota de capital del financiamiento de BID Invest pagaderas en junio y diciembre de 2025 por un valor de USD 1,1 millones y USD 1,65 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024, EECL registraba tres bonos emitidos conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S): uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020, otro por USD 500.000.000 emitido en abril de 2024 y un bono emitido en octubre de 2014 con un valor remanente de USD 135.529.000 luego de un rescate parcial anticipado realizado conforme a la oferta lanzada por la compañía el 8 de abril de 2024. El bono emitido en enero de 2020 tuvo por objetivo financiar (i) el rescate anticipado del bono 144-A por USD 400.000.000 emitido en diciembre de 2010 cuya fecha de vencimiento original era el 15 de enero de 2021; (ii) el costo de quiebre pagado a los tenedores de este bono producto del rescate anticipado; y (iii) fines generales de la empresa. Los fondos obtenidos del bono emitido en abril de 2024 fueron destinados en parte al rescate anticipado de los bonos que vencen en enero de 2025, el que alcanzó USD 214.471.000 más los intereses devengados a esa fecha. Los fondos restantes de la nueva emisión serán destinados a financiar y refinanciar proyectos verdes elegibles de acuerdo al marco de financiamientos verdes del grupo ENGIE (Green Financing Framework). Además de estos tres bonos, el día 26 de septiembre de 2024, de conformidad con lo informado mediante Hecho Esencial de fecha 30 de agosto de 2024, la compañía efectuó una colocación de bonos en el mercado suizo por un monto total de CHF

190.000.000, conforme a las normas del artículo 51(2) de la Swiss Financial Services Act de fecha 15 de junio de 2018 "FinSA". Los bonos contemplan un plazo de 5 años, con un único pago de capital al vencimiento el día 26 de septiembre de 2029, y pagos de intereses anuales a una tasa de interés anual de 2,1275%. Los fondos provenientes de la colocación se destinarán, en todo o parte, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos elegibles según estos se definen en el Green Financing Framework de Engie S.A. Para mitigar la exposición a tipos de cambio de monedas y tasas de interés, la compañía cerró un contrato del tipo cross-currency swap mediante el cual el monto de capital del bono quedó en un equivalente a USD 225.118.483,41 a una tasa de interés anual fija en dólares de 5,4272%. Ni los bonos emitidos conforme a la regla 144-A ni los bonos emitidos en el mercado suizo consideran exigencias de tipo financiero, pero sí consideran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Caucciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de emisión del bono o (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha de la emisión del bono; y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, estos contratos consideran restricciones a transacciones del tipo leaseback.

Se puede señalar que la Regla "144-A" permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano (Securities Exchange Commission o 'SEC') en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación "S" permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

La deuda bancaria de mediano y largo plazo ascendía a USD 980,7 millones al 31 de diciembre de 2024 (USD 123,9 millones con BID Invest, USD 250 millones con Scotiabank, USD 170 millones de un crédito sindicado de Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo, USD 50 millones con Banco Estado, USD 50 millones con Banco de Chile y USD 294,7 millones correspondiente a la porción de largo plazo con IFC más USD 42,1 millones con DEG. Todos estos financiamientos se describen en los párrafos que siguen.

El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de USD 110.000.000 y un financiamiento de USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). El 27 de agosto de 2021, la Compañía giró la totalidad de dichos préstamos. Los tramos de financiamiento que se encuentran a tasa variable suman USD 110 millones y su tasa base cambió de LIBOR 180 días a SOFR compuesta diariamente a partir del 15 de diciembre de 2023. La compañía tomó un contrato swap con Banco de Chile para fijar la tasa de interés por hasta un 50% del capital de la deuda en todo momento, con lo cual la tasa base quedó fija en 4,15% anual sobre un monto notional inicial de USD 55 millones.

El 26 de julio de 2022, EECL firmó un contrato de crédito por USD 250.000.000 con Scotiabank, el cual fue girado en dos desembolsos, el primero por USD 150.000.000 el día 28 de julio de 2022 y el segundo por USD 100.000.000 el día 7 de septiembre de 2022. Ambos créditos contemplan pagos de intereses semestrales en los meses de enero y julio de cada año, con un único pago de capital el 26 de julio de 2027. Los préstamos devengan intereses a tasa variable equivalente a la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. El día 19 de agosto de 2022, EECL firmó dos contratos del tipo swap de tasa de interés con Banco de Chile sobre un monto notional equivalente al 70% de estos préstamos; es decir, por un total de USD 175.000.000, con el objetivo de fijar la tasa base de los préstamos y de esta forma proteger el flujo de caja de la compañía del riesgo de alza en las tasas de interés de mercado. La tasa base fija que se obtuvo con estas operaciones fue de 2,874% anual.

El 15 de diciembre de 2022, la compañía firmó un contrato de crédito a 5 años por un monto total comprometido de USD 170 millones con Banco Santander. En esa fecha se desembolsaron los primeros USD 77 millones de este financiamiento

con el objeto de pagar por la compra de acciones de los parques eólicos San Pedro en Chiloé. Los restantes USD 93 millones fueron desembolsados el 15 de febrero de 2023. El préstamo devenga intereses a una tasa variable basada en Term SOFR 6 meses más un margen. Para cubrir la exposición al riesgo de tasa de interés, la compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con Banco Santander por un monto notional equivalente al 70% del capital del préstamo. Con ello, la tasa SOFR quedó fija en una tasa promedio de 3,493% anual para dicha porción del préstamo. Durante 2023, el Banco Santander asignó porciones de este financiamiento, quedando cinco acreedores con porciones de USD 34 millones cada uno: Banco Santander, Banco Estado, Rabobank, Société Générale e Intesa San Paolo

El 12 de enero de 2024, la compañía renovó un crédito por US\$50 millones que mantenía con Banco Estado, extendiendo su fecha de vencimiento al 12 de enero de 2026. La documentación de este crédito comprende un pagaré simple en pesos chilenos más un contrato derivado con el mismo banco que hace que el préstamo sea pagadero a tasa fija en dólares. El pagaré registra la obligación de pago en la fecha convenida, tiene opción de prepago con costo de quiebre y no tiene otras restricciones financieras u operativas.

La Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo del Banco Mundial, anunció la firma de un préstamo verde y vinculado a la sostenibilidad para ENGIE Energía Chile S.A. (ENGIE Chile). Este financiamiento, unido a un préstamo paralelo provisto por el banco alemán DEG, del grupo bancario de fomento KfW, alcanza un monto comprometido total de USD 400 millones a 10 años plazo. El propósito de este financiamiento es el de financiar inversiones en proyectos renovables, en línea con el plan de transformación energética de la Compañía, ayudando a la Compañía a pasar de la generación de energía en base a combustibles fósiles a la generación de energía renovable, y a la instalación de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage System - BESS). El financiamiento incluye USD 200 millones provistos por IFC, USD 114,5 millones por inversionistas en el marco del programa de cartera de cofinanciamiento administrado por IFC, USD 35,5 millones por el inversionista centrado en los ODS, ILX Fund, en el marco del Programa de Préstamos B de IFC, además del préstamo de DEG por USD 50 millones. El día 28 de julio de 2023 la compañía recibió recursos por un total de USD 200 millones bajo el financiamiento con IFC y DEG, y giró los restantes USD 200 millones el 19 de diciembre de 2023. Estos préstamos devengan intereses con base en la tasa SOFR compuesta diariamente más un margen. La compañía tomó derivados del tipo swap de tasa de interés con el Banco de Chile cubriendo un 60% del monto notional de la deuda en todo momento. Con esto, la tasa de interés base, sobre un monto notional inicial de USD 240 millones, quedó fija en 3,815% anual.

Tanto los préstamos de IFC/DEG, BID Invest como los créditos de largo plazo de Scotiabank y Banco Santander imponen ciertas restricciones habituales para este tipo de financiamientos. Entre ellas se encuentran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha firma del contrato de crédito (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha firma del contrato de crédito y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, los contratos consideran restricciones a transacciones del tipo leaseback así como también limitaciones al cambio de control efectivo de la sociedad. Un cambio de control, sin la aprobación del nuevo controlador por parte del acreedor, gatilla un prepago obligatorio de la deuda. Estos cuatro contratos de crédito corresponden a financiamientos verdes; es decir, los fondos provenientes de ellos deberán usarse en proyectos de inversión de generación renovable o de transmisión eléctrica que califiquen como verdes bajo estándares internacionales.

Estos financiamientos también exigen la mantención de ciertos niveles mínimos de capacidad instalada de generación y de contratos de suministro de energía durante la vida de los préstamos. Ninguno de los pasivos financieros de la compañía tiene covenants financieros ni gatillos de eventos de incumplimiento por cambios en la clasificación de riesgo.

40.5 Otras Contingencias

a) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.- EECL y sus filiales Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA. y Electroandina SpA. interpusieron una demanda de indemnización por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile S.A. ante el 22° Juzgado Civil de Santiago. El objeto de la demanda es resarcir los perjuicios ocasionados a las demandantes por GasAtacama al entregar durante el periodo comprendido entre enero del 2011 y octubre de 2015 información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga, lo cual implicó mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico.

Con fecha 15 de mayo de 2018 el 24° Juzgado Civil de Santiago ordenó que la presente causa se acumule al juicio iniciado por AES Gener. El 08 de abril de 2019 se realiza audiencia de conciliación y ésta no se produce. A solicitud de la demandada, el Tribunal ordenó que los demandantes actuaran bajo un procurador o apoderado común. EECL presentó reposición con apelación en subsidio, lo que fue acogido por el Tribunal. Finalizado el periodo de discusión, en febrero de 2020 se dictó la resolución que recibe la causa a prueba, las partes presentan reposición con apelación en subsidio. El 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. Luego, el 22 de junio de 2020 el expediente es remitido a la I. Corte de Apelaciones de Santiago para resolver los recursos interpuestos en contra de la resolución que recibió la causa a prueba. El 10 de noviembre de 2020 se realizaron los alegatos de ambas partes y la causa quedó en acuerdo. Sentencia de fecha 30 de julio de 2021 rechaza la apelación de EECL, CTH, CTA y Electroandina, y el 15 de diciembre de 2021 los demandantes solicitan reanudación de la tramitación de la causa. El 24 de enero de 2022 se resolvió suspender el término probatorio por 45 días hábiles, hasta el 16 de marzo de 2022.

Vencido el término probatorio y no existiendo otras diligencias probatorias pendientes, con fecha 15 de mayo de 2023 el tribunal citó a las partes a oír sentencia de primera instancia.

El 17 de octubre de 2023 se dicta sentencia favorable para Engie Energía Chile S.A., condenando a la demandada, con costas, al pago de una indemnización de perjuicios ascendiente a la suma de \$31.303.900.000 (valores correspondientes a los años 2014 y 2015 y fracción del año 2013), más una parte que será determinada en la etapa de cumplimiento del fallo.

Con fecha 31 de octubre de 2023 se presentaron por parte de (i) Engie Energía Chile S.A., Central Termoeléctrica Andina SpA., Inversiones Hornitos SpA., Electroandina SpA. recurso de apelación en contra de la sentencia; (ii) por parte de GasAtacama S.A. se interpuso recurso de casación en la forma y, en subsidio, recurso de apelación; y, (iii) por parte de AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Angamos S.A. se dedujo recurso de apelación. Los recursos se encuentran en relación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, pendientes de agregarse a tabla. Los montos demandados en pesos equivalentes en Dólares Americanos son USD 120.370.000; USD 13.640.000; USD 18.910.000 y de USD 7.360.000 respectivamente. Se hizo reserva del derecho para discutir la especie y monto de los perjuicios por lucro cesante en la ejecución del fallo o en un juicio diverso.

Actualmente, los recursos en contra de la sentencia definitiva se encuentran pendientes de ser conocidos. Sin perjuicio de esto, GasAtacama Chile S.A. solicitó que estos se acumulen a los recursos interpuestos por las partes en contra de la interlocutoria de prueba; acumulación que no ha sido resuelta.

b) Gasoducto Nor Andino Argentina S.A: Contingencia por Impuesto a las Ganancias

En octubre de 2006 la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación ("TFN") con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del período 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiéndose que no se verifica un supuesto de "cosa juzgada" (es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le

corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema.

Con fecha 14 de abril de 2023, el TFN dictó sentencia favorable para Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. revocando la resolución de octubre de 2006 emitida por el ente fiscal que exigía el pago del impuesto a las ganancias correspondiente al período fiscal 2002.

La AFIP había apelado esta sentencia, pero recientemente presentaron un escrito desistiendo parcialmente de su apelación. Sin perjuicio de lo anterior, el Fisco se desiste de apelar el tema de fondo y sólo mantiene la apelación por las costas. En consecuencia, la revocación del reclamo del fisco quedó firme, por lo que ya no pueden cuestionar la aplicación del ajuste por inflación impositivo de ese período.

Actualmente solo se están discutiendo las costas del juicio.

c) Demanda ZOFRI:

En noviembre de 2022, Zofri presentó una demanda por daño ambiental y una demanda civil por incumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios en contra de ENGIE Energía Chile S.A., la primera por presunto daño ambiental derivado de la operación por parte de ENGIE de una central Diesel ubicada en un terreno perteneciente a Zofri. La segunda derivada del contrato de arrendamiento celebrado el 28 de noviembre de 1991 entre EDELNOR (que fue el antecesor legal de EE.CL) y Zofri por el terreno donde se ubicaba la antigua Planta de Energía Diesel en Iquique.

Se estima que un plan de desmantelamiento y limpieza podría ascender a al menos US\$ 2 millones. Todavía está bajo evaluación cuánto podría costar el plan de remediación del sitio, ya se lanzó la licitación para buscar una empresa que pueda llevar a cabo la remediación en los términos ordenados por el TA.

En cuanto a la demanda civil, el tribunal la desestimó de plano, ya que consideró que Zofri no aportó pruebas suficientes de que ENGIE incumplió el contrato de arrendamiento. Zofri interpuso un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el cual también fue rechazado. Adicionalmente, Zofri interpuso un recurso de casación ante la Corte Suprema y un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional. El procedimiento de recurso de casación se encuentra actualmente suspendido hasta la fecha de la sentencia definitiva del recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad (actualmente pendiente).

NOTA 41 - DOTACION

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados contratados a plazo indefinido.

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2024	Total Año 2023
Generación	201	376	2	579	559
Transmisión	62	65	0	127	121
Administración y Apoyo	286	105	0	391	326
Total	549	546	2	1.097	1.006

NOTA 42 - SANCIONES

En los ejercicios 2024 y 2023, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 43 - MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, monitoreo marino, monitoreos de avifauna, planes de reforestación y estudios ambientales que aseguran el control de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente.

En junio de 2006 las empresas del grupo EECL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR. A partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado anualmente donde una casa certificadora externa verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados. Adicionalmente EECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo, incorporando entre otros los conceptos de ciclo de vida. En junio 2024, se realizó una nueva auditoría anual de mantención del Sistema de Gestión con la casa Certificadora BUREAU VERITAS (BV), identificándose 2 no conformidades menores. El plan de acción correctivo fue aprobado por BV, manteniéndose la certificación de nuestro sistema de gestión. En el año 2023 se incorporaron nuevos establecimientos en el alcance de la certificación, siendo estos: Parque Solar Tamaya, Parque Solar Capricornio y Parque Solar Los Loros.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos en proceso de evaluación ambiental, otros aprobados ambientalmente o en etapa de construcción. En septiembre 2019 se informó a la autoridad ambiental el inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya. En diciembre 2021 se obtuvo la operación comercial del parque eólico Calama, en enero 2022 la operación comercial de la planta solar de Tamaya; en noviembre 2022 la operación comercial de la planta solar Capricornio y en marzo 2023 la operación comercial del parque solar Coya. Además, durante el 1er trimestre del 2023 se dio inicio a la integración medioambiental del parque Eólico San Pedro, definiendo un programa de trabajo para adecuar a los estándares ambientales de la organización.

Por otra parte, durante el año 2021 se informó la reconversión de las unidades térmicas CTA y CTH las cuales operaran con 100% biomasa y la unidad IEM la cual operará con 100% gas natural. Ambos proyectos de reconversión cuentan con resolución de calificación ambiental favorable. En noviembre 2021 se inicio la construcción del proyecto de conversión de IEM a gas natural.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019. El retiro efectivo de estas unidades se concretó con fecha 7 de junio 2019 y actualmente estas unidades han sido desmanteladas y se ha completado la disposición de los residuos. En junio 2022 se desconectó del SEN la unidad N°14 de Central Tocopilla y con fecha 30 de septiembre 2022 se desconectó la unidad N°15. Dentro del plan de transformación de ENGIE, durante este trimestre se logró obtener resoluciones favorables en los cuales el SEA de Antofagasta indicó, mediante respectivas resoluciones, que los proyectos Condensadores Síncronos de Tocopilla y Mejillones, y la continuidad operacional de la grúa de Tocopilla no requieren ingresar al SEIA. A fines del año 2023 se informó a la Comisión Nacional de Energía el retiro y desconexión de las unidades de generación térmica CTM1 y CTM2 planificada para el 31 de diciembre del 2025, situación aceptada por las autoridad mediante Oficio Ordinario 161/2024 de marzo de este año. En mayo 2024 se solicitó a la Comisión Nacional de Energía la desconexión de las unidades CTA y CTH para fines de diciembre 2025, situación que fue resuelta por la CNE, autorizando el retiro para mayo del 2026 con posibilidad de ser extendida por un año adicional en caso de requerirse por seguridad del sistema eléctrico.

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS 13/2011) que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en el año 2023 en todas las unidades generadoras de Central Tocopilla y Central Mejillones, de acuerdo con los informes emitidos por la División de Fiscalización de la SMA. Las emisiones medidas en el periodo enero a septiembre 2024 ya han sido reportadas, se está finalizando el reporte del último trimestre del 2024, pero internamente se ha determinado cumplimiento normativo.

Todas las unidades generadoras cuentan con sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estos equipos cuentan con un programa de aseguramiento de calidad con verificaciones diarias, trimestrales y anuales. Los ensayos anuales son ejecutados por laboratorios autorizados y sus resultados permiten validar el CEMS por un periodo de un año más. Las validaciones anuales de los CEMS correspondientes al año 2024 ya han sido iniciadas y ejecutadas de acuerdo con el programa definido. Debido al bajo despacho de todas las unidades térmicas, el

programa original de validación de los CEMS ha sido modificado y/o postergado, informando a las autoridades ambientales esta condición.

En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidad de respaldo) mantienen una restricción operativa para eximirse del cumplimiento de los límites de óxidos de nitrógeno.

En relación al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) todas las unidades generadoras afectas cuentan con resolución de la SMA que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos, identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones del año 2023 ya han sido informadas, validadas y se pagó USD 7.700.547, presentando una disminución del 66% en el pago de impuesto respecto de las emisiones del año 2022. Esto obedece a una menor generación de energía en base a unidades térmicas.

Durante el año 2023 se han efectuado 9 fiscalizaciones: 6 de la Superintendencia del Medio Ambiente, 2 de SEREMI de Salud y 1 del Tribunal Ambiental, no identificándose desviaciones en materia ambiental. Solo en 2 fiscalizaciones sanitarias en Central Tocopilla se inició un proceso de sumario sanitario, presentándose informes de descargos y determinándose multas por un valor total de 35 UTM. En el año 2024 se han efectuado 11 requerimientos de información y 4 inspecciones ambientales por parte de la SMA y además, 1 inspección sanitaria, enviando la información requerida dentro de los plazos y no existiendo observaciones a la fecha. Uno de estos requerimientos de información, significó la aplicación de Medidas Urgentes y Transitorias por parte de la SMA al proyecto Subestación Eléctrica Roncacho. A la fecha se han ejecutado todas las acciones requeridas por la autoridad, solicitándose el levantamiento de esta medida.

Durante los últimos dos años (2023 y 2024) no se han reportados incidentes medioambientales a las autoridades en los sitios operacionales de ENGIE.

La demanda ambiental presentada por un grupo de vecinos del Camping Aguas Verdes en febrero del año 2020, por el florecimiento algal registrado en meses de verano en el reservorio del río Laja, fue resuelta por el Tercer Tribunal Ambiental, sentenciando a la filial Eólica Monte Redondo SpA (EMR) a presentar un plan de reparación ambiental. El plan fue presentado dentro del plazo establecido (9 de julio 2024), siendo observado por la autoridad. Posteriormente, se presentó una nueva versión de este documento - Plan de Remediación Refundido, que incorpora las observaciones de la autoridad, siendo aprobado durante septiembre 2024. El plan actualmente está en desarrollo.

El 27 de octubre 2022 fuimos notificado de una demanda por reparación ambiental de la instalación donde operó la central Diesel Iquique ante el Primer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-17-2022. La demanda obedece a la afectación a las componentes suelo y agua producto de la operación de la instalación. Actualmente, se desarrollan los estudios para establecer el estado de la instalación y medidas de limpieza requeridas. En marzo 2023 se realizó la etapa de pruebas y alegatos de ambas partes, con declaraciones de testigos expertos, quedando en revisión por parte del Tribunal Ambiental las siguientes diligencias. Durante el 2do trimestre se finalizó el retiro de residuos sólidos y se han monitoreado las aguas en 3 oportunidades, determinándose que estas no presentan presencia de hidrocarburos. Toda esta información se puso en conocimiento del tribunal ambiental. En agosto 2024, el Primer Tribunal Ambiental sentenció a ENGIE como responsable de daño ambiental, obligándonos a repararlo y presentar un programa de limpieza, desmantelamiento y disposición de todos los residuos; y un plan de remediación para las componentes suelo y agua subterránea. Se presentó y fue aprobado por el Tribunal Ambiental el plan de limpieza para el sector de los estanques de almacenamiento de combustibles. Actualmente, está en desarrollo una licitación para desarrollar, evaluar ambientalmente e implementar el plan de remediación ambiental.

Durante el año 2023 se presentaron 2 solicitudes de revisión de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos: "Central Termoeléctrica Mejillones Unidad 2" y "Central Térmica Andino", de conformidad al artículo 25 quinquies de la Ley 19.300. A la fecha ambas solicitudes fueron admitidas por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta. Para ambos proyectos fueron presentados al Servicio de Evaluación Ambiental de Antofagasta, informes con los antecedentes técnicos en el cual se da cuenta que las variables ambientales monitoreadas están dentro de los rangos basales y además se presentaron los proyectos objeto de revisión a la comunidad de Mejillones. A la fecha no han existido nuevos requerimientos de información ni pronunciamientos de la autoridad ambiental.

Finalmente, en el año 2023 ENGIE se hizo parte en el 1er Tribunal Ambiental del recurso de reclamación patrocinado por FIMA en contra del Servicio de Evaluación Ambiental que solicita la invalidación de la RCA del proyecto "Conversión a Gas Natural de IEM". El Tribunal Ambiental en marzo 2024 emitió la sentencia no aceptando la reclamación y manteniendo vigente el permiso ambiental. Adicionalmente, durante el primer trimestre 2024, se presentó una nueva solicitud de invalidación en contra del Servicio de Evaluación Ambiental por la aprobación del proyecto "Conversión de Unidades CTA y CTH a 100% biomasa", la cual no fue admitida por la autoridad ambiental. Debido a lo anterior, FIMA recurrió al 1er Tribunal Ambiental mediante un recurso de reclamación el cual fue aceptado, encontrándose en desarrollo este nuevo proceso judicial.

ESTADOS FINANCIEROS

NOTA 44 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

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

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	30.899	19.839	50.738	8.299	0	8.299	2.312	(7.912)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	28.931	36.891	65.822	453	11.264	11.717	20.621	6.308
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	3.453	21.774	25.227	2.894	4.723	7.617	1.503	(5.180)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	77.566	126.994	204.560	21.356	19.724	41.080	215.975	80.746
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	22.764	127.862	150.626	60.899	76.963	137.862	14.925	2.907
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	24.217	(205)	24.012	73.772	14.048	87.820	14.644	1.708
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	2.178	44.015	46.193	946	6.928	7.874	1.182	(1.114)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	24.261	84.472	108.733	2.114	12.771	14.885	11.110	3.373
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	34.519	17.758	52.277	10.698	43.713	54.411	4.538	(4.498)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	3.428	9.999	13.427	15.779	3.799	19.578	1.213	(1.774)
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	3.439	10.009	13.448	15.720	3.763	19.483	1.218	(1.773)
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	13.509	25.435	38.944	18.012	13.396	31.408	3.005	(2.389)
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	18.159	52.443	70.602	4.073	80.126	84.199	4.039	(6.326)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	528	2.683	3.211	1.997	111	2.108	0	82
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	100,00%	0	207	207	232	0	232	0	0

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina SpA.	100,00%	36.850	19.109	55.959	5.608	0	5.608	7.635	(1.926)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	19.887	42.263	62.150	1.872	12.481	14.353	18.784	4.152
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	1.381	25.077	26.458	512	6.155	6.667	615	(6.800)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	100,00%	80.564	134.682	215.246	39.345	43.167	82.512	300.149	(204.502)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	15.601	73.220	88.821	37.239	41.725	78.964	16.235	2.058
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	85.224	0	85.224	137.211	13.530	150.741	45.033	(221.757)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	3.005	43.917	46.922	518	6.971	7.489	2.064	(342)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Triguales SpA	100,00%	2	0	2	45	0	45	0	1
76.247.968-0	Solairdirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.267.537-4	Solairdirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	134	0	134	0	3
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	19.770	85.575	105.345	1.986	12.884	14.870	16.295	6.050
76.114.239-9	Alba SpA	100,00%	35.017	17.181	52.198	4.841	44.190	49.031	4.488	(4.407)
76.114.229-1	Alba Andes SpA	100,00%	2.311	12.014	14.325	12	19.311	19.323	1.358	1.622
76.114.213-5	Alba Pacífico SpA	100,00%	2.313	12.014	14.327	11	19.222	19.233	1.358	1.672
76.376.043-K	Rio Alto SpA	100,00%	10.726	25.638	36.364	675	26.842	27.517	7.379	2.623
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	100,00%	15.186	55.593	70.779	1.315	76.111	77.426	5.986	(4.237)
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	100,00%	16	1.219	1.235	214	0	214	0	0

NOTA 45 – HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2025 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

a) Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2024			Porcentaje de Participación Año 2023		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina SpA.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.019.239-2	Eolica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	88,8900	11,1100	100,0000	88,8900	11,1100	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.213-5	Alba Pacifico SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.229-1	Alba Andes SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.114.239-9	Alba SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.376.043-K	Rio Alto SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.379.265-K	Energías de Abtao SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.708.483-6	Eólica Entre Cerros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
77.235.144-5	Parque Fotovoltaico Andino Las Pataguas SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31-12-2024 Directo	31-12-2023 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000
Control Conjunto	76.715.352-K	Cía.Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	0,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

Activos	Moneda	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	493.405	298.716
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	4.552	2.482
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	666	118
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	20	11
Otros activos financieros Corriente	USD	11.941	12.441
Activos por impuestos corrientes	USD	7.742	16.392
Activos por impuestos corrientes	Peso Argentino	934	390
Inventarios corrientes	USD	124.635	139.574
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	889	138
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	57	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	1.913	7.269
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	195.401	177.915
Otros activos no financieros	USD	18.318	57.712
Otros activos no financieros	Peso Argentino	217	11
Otros activos no financieros	Euro	2.046	2.030
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	144.412	257.600
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	72.833	13.074
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	0	495
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	12	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	518	2
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros No Corriente	USD	27.065	5.682
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	90.892	297.564
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	0	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	17.400	16.017
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	1	0
Otros activos no financieros no corriente	USD	64.964	39.247
Otros activos no financieros no corriente	UF	157	170
Activos por impuestos diferidos	USD	51.041	108.970
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	138.968	125.397
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	130.631	138.773
Plusvalía	USD	32.784	32.784
Propiedades, planta y equipo	USD	2.969.246	2.385.034
Activos por derecho de uso	USD	117.120	122.900
	USD	4.442.477	4.062.072
	\$ no reajutable	273.676	193.609
Subtotal	Euro	2.712	2.643
	UF	226	190
	Peso Argentino	1.689	414
Activos, Total		4.720.780	4.258.928

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

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda				
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	40.802	13.078	1.526	1.387
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	160	88	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	2.752	1015	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	0	15.363	0	0
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	7.970	14.434	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	3	2	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	9.237	15.256	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	29.418	41.390	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	223	167	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	125	231	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	213.141	228.719	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	18.280	8.486	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	34.572	31.911	0	0
Otros pasivos financieros	USD	240.505	110.656	46.858	221.048
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	84	184	176
Pasivos por arrendamientos corrientes	\$ no reajutable	0	10	0	7
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.540	1.845	2.210	2.941
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	163	182	130	142
	USD	494.532	367.900	48.568	222.611
	\$ no reajutable	71.960	87.745	0	7
	Euro	11.989	16.271	0	0
Subtotal	UF	19.980	10.419	2.210	2.941
	Peso Argentino	128	233	0	0
	Otras Monedas	386	349	130	142
Pasivos Corrientes, Total		598.975	482.917	50.908	225.701

ESTADOS FINANCIEROS

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD	31-12-2024 kUSD	31-12-2023 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	10.265	5.992	5.568	5.992	15.515	17.026
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	4.699	4.272	5.686	5.170	37.469	40.447
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	152.472	488.071	809.030	522.631	1.190.630	802.828
Pasivos por arrendamientos	USD	792	761	582	560	804	1.101
Pasivos por arrendamientos	UF	7.901	8.598	4.150	5.677	71.262	81.943
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	822	897	425	641	794	1.042
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	78	43
Otras provisiones no corrientes	USD	40.082	47.810	0	0	146.992	122.714
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	82	81	0	0	0	0
Subtotal	USD	208.392	546.987	820.866	534.353	1.391.410	984.116
	\$ no reajutable	0	0	0	0	78	43
	UF	7.901	8.598	4.150	5.677	71.262	81.943
	Otras monedas	822	897	425	641	794	1.042
Pasivos No Corrientes, Total		217.115	556.482	825.441	540.671	1.463.544	1.067.144

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile S.A.

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros consolidados se nos requiere ser independientes de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error



Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias para continuar como una empresa en marcha al menos por los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el que se informa, sin limitarse a dicho período.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados, como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros consolidados.

- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Engie Energía Chile S.A. y Subsidiarias para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.



Luis Martínez M.
EY Audit Ltda.

Santiago, 30 de enero de 2025



DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

En sesión de directorio celebrada el 28 de enero de 2025, los abajo firmantes se declaran responsables respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe anual referido al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el siguiente detalle:

RUT : 88.006.900-4

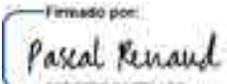
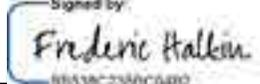
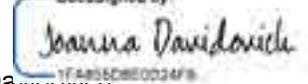
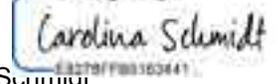
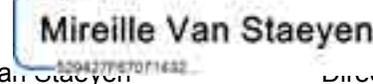
RAZON SOCIAL : ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

Estados financieros consolidados bajo IFRS

- a) Estado de situación financiera clasificado.
- b) Estado de resultados por función.
- c) Estado de resultados integrales.
- d) Estado de cambio en el patrimonio neto.
- e) Estado de flujo efectivo directo.
- f) Notas explicativas a los estados financieros.

Hechos Relevantes.

Análisis Razonado de los estados financieros.

Nombre	Cargo	Rut
 Firmado por: Pascal Renaud 209778FC65784C2	Presidente	0-E
 Firmado por: Cristian Eyzaguirre 4C07B487E5CF49E	Director	4.773.765-6
 Signed by: Frédéric H... 89538C2356C648D	Director	28.199.720-3
 DocuSigned by: Joanna Davidovich 7E4855C8E0024F8	Director	14.524.425-0
 DocuSigned by: Carolina Schmidt E3278F788353441	Director	7.052.890-8
 Signed by: Mireille Van Staeyen 4004377E7071432	Director	0-E
 DocuSigned by: Rosaline Cornilien 882C4E9823174CA	Gerente General	28.103.791-9

Fecha: 28 de enero de 2025



Redacción, asesoría en pautas GRI, NCG 461, SASB y diseño gráfico:
Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)