

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

**Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre
de 2023**

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023

Contenido

Estados financieros consolidados

Estado consolidado de situación financiera

Estado consolidado de resultados integrales

Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto

Estado consolidado de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros consolidados

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estado consolidado de situación financiera

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

	Nota	31/12/2024	31/12/2023		Nota	31/12/2024	31/12/2023
		US\$(000)	US\$(000)			US\$(000)	US\$(000)
Activo							
Activo corriente							
Efectivo y equivalente de efectivo	4.2.1 y 7	175,985	77,221	Pasivo y patrimonio			
Cuentas por cobrar comerciales, neto	4.2.2 y 8	121,044	149,515	Pasivo corriente			
Otras cuentas por cobrar	4.2.2 y 9	35,756	27,069	Otros pasivos financieros	4.2.2 y 15 (a)	100,889	66,907
Cuentas por cobrar a relacionadas	4.2.2 y 20(b)	958	43	Cuentas por pagar comerciales	4.2.2 y 16	68,442	77,992
Inventarios, neto	4.2.3 y 10	118,803	117,069	Cuentas por pagar a relacionadas	4.2.2 y 20(b)	2,135	1,614
Gastos pagados por anticipado	11	14,489	13,177	Passivo por beneficio a los empleados	4.2.13 y 18	13,958	12,244
Total activo corriente		467,035	384,094	Impuesto a las ganancias	4.2.2 y 21	19,156	9,240
				Otras cuentas por pagar		26,972	32,537
				Total pasivo corriente		231,552	200,534
Activo no corriente							
Instrumentos financieros derivados	4.2.2 y 12 (a)	26,263	18,832	Provisiones	4.2.12 y 19	54,061	39,690
Otras cuentas por cobrar	4.2.2 y 9	3,253	-	Otros pasivos financieros	4.2.2 y 15 (a)	478,363	520,115
Gastos pagados por anticipado	11	44,156	51,495	Cuentas por pagar a relacionadas	4.2.2 y 20(b)	9,396	-
Anticipos otorgados	2 (iii y iv)	32,843	30,151	Instrumentos financieros derivados	4.2.2 y 12 (a)	29,003	27,341
Propiedades, planta y equipo, neto	13	1,785,008	1,784,298	Passivo por impuesto a las ganancias diferido	4.2.10 y 21(c)	363,624	353,792
Otros activos, neto	4.2.4 y 14	45,093	45,405	Total pasivo no corriente		934,447	940,938
Activos intangibles, neto	4.2.8	10,367	902	Total pasivo		1,165,999	1,141,472
Activos por impuestos diferidos		723	-	Patrimonio neto			
Total activo no corriente		1,947,706	1,931,083	Capital emitido		219,079	219,079
				Capital adicional		35,922	35,922
Total activo		2,414,741	2,315,177	Reserva Legal		43,816	43,816
				Otras reservas de patrimonio		17,731	12,554
				Resultados acumulados		932,194	862,334
				TOTAL PATRIMONIO		1,248,742	1,173,705
				Total pasivo y patrimonio neto		2,414,741	2,315,177

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estado consolidado de resultados

Por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2024 y de 2023

	Nota	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Ingresos por ventas	4.2.14 y 24	724,217	671,803
Costo de ventas	4.2.14 y 25	(544,307)	(560,328)
Utilidad bruta		179,910	111,475
Gastos de administración	4.2.14 y 26	(30,492)	(25,556)
Otros ingresos	4.2.14 y 27	12,066	39,160
Otros gastos	4.2.14 y 27	(5,755)	(95,440)
Utilidad operativa		155,729	29,639
Ingresos financieros	4.2.14 y 28	22,674	5,493
Gastos financieros	4.2.14 y 28	(45,643)	(31,704)
Diferencias de cambio neta	32 (a)(v)	(1,723)	460
Ganancia por instrumentos financieros derivados	4.2.2 y 12	11,313	8,723
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		142,350	12,611
Impuesto a las ganancia	4.2.10 y 21(a)	(43,771)	(6,611)
Utilidad neta		98,579	6,000
Utilidad neta por acción básica y diluida (en US\$)	4.2.18 y 23	0.164	0.010
Promedio ponderado de acciones en circulación (en miles de unidades)	4.2.18 y 23	601,370	601,370

Las notas adjuntas son parte integrante de este estado.

Notas a los estados financieros (continuación)

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estado consolidado de resultados integrales

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2024 y de 2023

	Nota	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Utilidad neta		98,579	6,000
Otros resultados integrales			
Cobertura de flujo de efectivo	4.2.2 y 12	7,343	(217)
Impuesto a las ganancias	4.2.10, 12 y 21(c)	(2,166)	64.00
		5,177	(153)
Resultado integral total ejercicio, neto		103,756	5,847

Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto

Por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023

	Capital emitido	Capital adicional	Reserva legal	Otras reservas de patrimonio	Resultados acumulados	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2023	219,079	35,922	43,816	12,707	886,416	1,197,940
Utilidad neta	-	-	-	-	6,000	6,000
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias, nota 12(a)	-	-	-	(153)	-	(153)
Resultado integral total del ejercicio	219,079	35,922	43,816	12,554	892,416	1,203,787
Dividendos declarados, nota 22(e)	-	-	-	-	(30,080)	(30,080)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	219,079	35,922	43,816	12,554	862,336	1,173,707
Utilidad neta	-	-	-	-	98,579	98,579
Otros resultados integrales, neto del impuesto a las ganancias, nota 12(a)	-	-	-	5,177	-	5,177
Resultado integral total del ejercicio	219,079	35,922	43,816	17,731	960,915	1,277,463
Dividendos declarados, nota 22(e)	-	-	-	-	(28,721)	(28,721)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	219,079	35,922	43,816	17,731	932,194	1,248,742

Las notas adjuntas son parte integrante de este estado.

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Estado consolidado condensado intermedio de flujos de efectivo

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2024 y de 2023

	Nota	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Actividades de operación			
Cobranza por venta de bienes y prestación de servicios		1,041,489	1,020,633
Cobranza por otras entradas de efectivo relativos a la actividad de operación		29,102	17,200
Cobranza por intereses y rendimientos recibidos		5,028	2,981
Pagos a proveedores de bienes y servicios		(640,901)	(731,535)
Pagos por impuesto sobre las ganancias y otros tributos		(123,204)	(92,374)
Pagos por intereses y rendimientos		(28,542)	(17,733)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(34,071)	(35,376)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación		252	(585)
Flujo de efectivo y equivalentes de efectivo proveniente de las actividades de operación		249,153	163,211
Actividades de inversión			
Venta de propiedades, planta y equipo		75	174
Compra de propiedades, planta y equipo	13(h)	(53,050)	(102,684)
Adquisición de activos		(60,341)	-
Flujo de efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión		(113,316)	(102,510)
Actividades de financiamiento			
Obtención de préstamos		57,295	86,000
Amortización o pago de préstamos y bonos		(69,269)	(120,000)
Dividendos		(27,661)	(30,408)
Flujos de efectivo y equivalentes de efectivo utilizado en las actividades de financiamiento		(39,635)	(64,408)
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo		96,202	(3,707)
Efectivo recibido en adquisición		2,562	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio		77,221	80,928
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	4.2.1 y 7	175,985	77,221

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

ENGIE Energía Perú S.A. y Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados condensados

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023

Cifras expresadas en miles de dólares estadounidenses (excepto se indique de otra forma)

1. Actividad económica

(a) Identificación -

ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “la Compañía”), es una subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica, que posee el 61.77% de su capital social. La Compañía fue constituida en Lima, Perú el 20 de setiembre de 1996. Por su parte, GDF Suez IP Luxembourg S.A.R.L. es titular del 100% de International Power S.A. A su vez, International Power Ltd e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias directa e indirecta, respectivamente, de GDF Suez IP Luxembourg S.A.R.L. Por otro lado, Electrabel S.A., accionista de International Power Ltd, es una sociedad del grupo ENGIE y es titular del 99.99% del capital social de International Power Ltd. ENGIE S.A, sociedad francesa, matriz del Grupo ENGIE y cotizada en la Bolsa de París, posee la titularidad del 99.13% de Electrabel S.A.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. República de Panamá No. 3490, San Isidro, Lima, Perú.

El 27 de octubre de 2023 la Compañía firmó un contrato para adquirir la totalidad de las acciones mantenidas por Greenergy Renovables, S.A. y Greenergy Perú S.A.C. para la adquisición de dos centrales eólicas (Duna y Huambos), con una capacidad de 36.75 MW, y dos proyectos eólicos Greenfield (Naira I y Naira II), con una capacidad de 40 MW, ambos ubicados en Cajamarca. El proceso de compra culminó el 21 de marzo de 2024. Esta transacción se clasificó como adquisición de activos.

Por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2024 , los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y los de sus subsidiarias: GR Paino S.A.C., GR Taruca S.A.C., GR Andino S.A.C., GR Huambos S.A.C., y GR Aparic S.A.C. A dicha fecha, la Compañía mantiene una participación del 100 por ciento en todas sus subsidiarias.

(b) Actividad económica -

La Compañía tiene por objeto la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, a través de sus plantas de generación eléctrica ubicadas en diversos departamentos del Perú; así como la venta de energía eléctrica a empresas distribuidoras y clientes libres que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del cual la Compañía es integrante.

La Compañía y Subsidiarias (en adelante el “Grupo”) cuenta con cuatro centrales termoeléctricas: dos en la ciudad de Moquegua (Reserva Fría Ilo31 y Nodo Energético Ilo41) y dos en Chilca (ChilcaUno y ChilcaDos), con una potencia nominal de generación de 2,073 MW. Asimismo, el Grupo posee dos centrales de generación hidroeléctricas; C.H. Yuncán con potencia nominal de 134 MW, ubicada en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, departamento y provincia de Pasco a 340 kilómetros al noreste de la ciudad de Lima; y C.H. Quitaracsa con una potencia nominal de 114 MW ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash. El Grupo también cuenta con la Central Solar Intipampa, ubicada en Pampa Lagunas en Moquegua sobre un área de 322 hectáreas y provisto de 138,120 paneles fotovoltaicos, con una potencia nominal de 40 MW. En junio 2023 entró en operación comercial la Central Eólica Punta Lomitas con una potencia nominal de 260 MW. Asimismo, nuestra Central Eólica Punta Lomitas Expansión entró en operación el 24 de diciembre de 2023. La potencia instalada nominal

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

es de 36.4 MW, con lo cual la Central Punta Lomitas alcanzó una capacidad nominal total de hasta 296.4 MW.

La subsidiaria GR Paino S.A.C. cuenta con el Parque Eólico Huambos que se encuentra operando con un potencia instalada nominal de 18.4MW. La subsidiaria GR Taruca S.A.C. cuenta con el Parque Eólico Duna que se encuentra operando con un potencia instalada nominal de 18.4MW.

Al 31 de diciembre de 2024, la potencia nominal total ascendió a 2,621 MW.

(c) Aprobación de los estados financieros consolidados -

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia y fueron presentados al Directorio de la Compañía para su aprobación el 13 de febrero de 2025.

(d) Incertidumbre macroeconómica y geopolítica -

El panorama económico del Perú a corto y mediano plazo estará marcado por el rebote estadístico post recesión, un entorno internacional desafiante y la capacidad de las autoridades para mitigar el ruido político a ojos del sector empresarial. Se espera un contexto político relativamente estable.

A partir de diciembre del 2022, se intensificaron las tensiones, las protestas y el malestar social tras un cambio en el liderazgo político del país. La Compañía ocasionalmente operó con ratios reducidos durante el primer trimestre del 2023. La Compañía reanudó sus operaciones normales en marzo de 2023. Una nueva protesta social tuvo lugar el 19 de julio de 2023 (principalmente en Lima) pero las operaciones del Grupo no se vieron afectadas. El Grupo continúa monitoreando la situación con prioridad en la seguridad y protección.

2. Principales Contratos de Operación y Convenios

(i) *Contrato de Usufructo*

Con fecha 16 de febrero de 2004, la Compañía y Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (actualmente Activos Mineros S.A.C.) suscribieron, con intervención de la Agencia de Promoción de la Inversión – PROINVERSIÓN, un Contrato de Usufructo por 30 años para el uso de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (C.H. Yuncán), contados a partir del 7 de setiembre de 2005 (fecha de entrega de la C.H. Yuncán).

En cumplimiento de dicho contrato, la Compañía realizó los siguientes desembolsos que se encuentran registrados como "Derecho de Uso" (Nota 13) y se vienen depreciando durante el plazo del contrato de usufructo:

- "Derecho por contrato", por un monto aproximado de US\$48,392 que se terminó de pagar en setiembre de 2005.
- "Aporte social", por un monto aproximado de US\$5,962 que fue depositado el 2006 en un Fondo Fideicomiso (ahora Fondo Social), para destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos de inversión en la zona de influencia del proyecto.

Adicionalmente, la Compañía está obligada a realizar los siguientes pagos:

- "Derecho de usufructo", por un monto aproximado de US\$105,517 que fueron pagados en 34 cuotas semestrales de acuerdo con el calendario de pagos establecido hasta el año 2022. Durante el año 2022 un monto de US\$2,568 fue pagado y registrado como pago a cuenta de la obligación financiera en aplicación de la NIIF 16. El valor presente del

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

total de las obligaciones se reconoce como Derecho de uso (Nota 13) y se viene depreciando en función al plazo de vigencia del contrato. El total pagado según contrato asciende a US\$105,517 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, no quedando saldo pendiente.

- “Aporte social”, por un monto aproximado de US\$13,014 el cual estuvo siendo depositado en un Fondo Fideicomiso (ahora Fondo Social) de acuerdo con el calendario de pagos establecido (34 cuotas semestrales), para destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos de inversión en la zona de influencia del proyecto. Durante el año 2023, no se realizaron pagos (US\$318 en 2022).

El total pagado al 31 de diciembre de 2022 según contrato asciende a US\$13,014, el cual fue cancelado en su totalidad en el 2022, ya no existe monto a pagar al 30 de junio de 2024.

Con fecha 14 de mayo de 2004, la Compañía suscribió con el Estado Peruano un Contrato de Garantías en virtud del cual el Estado Peruano garantiza las obligaciones que Activos Mineros S.A.C. ha asumido en relación con el presente Contrato de Usufructo.

(ii) Contratos de la Central Termoeléctrica ChilcaUno

La Central Termoeléctrica ChilcaUno ubicada en el distrito de Chilca, departamento de Lima, comprende tres turbinas en ciclo abierto que operan a gas natural con una potencia instalada total de aproximadamente 560 MW que funcionan en ciclo abierto y una turbina a vapor con una potencia instalada total de aproximadamente 292 MW que en conjunto representan una potencia instalada total operando en ciclo combinado de 852 MW.

Para la operación de esta central, la Compañía celebró, entre otros, los siguientes contratos:

- En octubre de 2021, se firmaron dos contratos de Suministro Exclusivo de Gas Natural con el Consorcio de productores de gas de Camisea (Pluspetrol Perú Corporation S.A., Pluspetrol Camisea S.A., Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Innovation, Sonatrach Perú Corporation S.A.C., Tecpetrol del Perú S.A.C. y Repsol Exploración Perú), para las Centrales ChilcaUno y ChilcaDos de la Compañía y por una Cantidad Diaria Contractual (CDC) total por ambos contratos de 3,964,358.155 m³/std-día con vigencia desde el 1 de noviembre de 2021 hasta el 1 de enero de 2030.
- La Compañía cuenta con una Capacidad Reservada Diaria (CRD) de 3,353,568 m³/std-día hasta el 1 febrero 2024 y 1,887,705 m³/std-día hasta el 31 diciembre 2030 correspondiente a sus contratos suscritos en 2007 y 2011 con la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).
- En diciembre de 2004, se firmó un contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural con TGP. Este contrato cuenta con cinco (5) adendas, además tiene una vigencia hasta el 2 de febrero de 2031 y una Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de 1,973,017 m³/std-día.
- En julio de 2010, se firmó un contrato de Servicio de Distribución de Gas Natural en Alta Presión con Gas Natural de Lima y Callao S.A. Cuenta con cuatro (04) adendas las cuales establecen, entre otros, una vigencia del contrato hasta el 31 de diciembre de 2033 y cantidades contractuales en modalidad de firme con una CRD de 3,942,315 m³/std-día e interrumpible CIMD de 163,627 m³/std-día.

(iii) “Services Contract” - Contrato de servicios firmado con Siemens Power Generation Service Company, Ltd.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El 28 de setiembre de 2018 se firmó un nuevo contrato de servicios “Service Contract” para la prestación de servicios de inspección para los mantenimientos menores y mayores que necesitarán las tres unidades de generación a gas mencionadas en el acápite (ii) de esta nota, de manera periódica en función a las horas en producción de cada una de las turbinas, a partir del año 2018, reemplazando a los contratos “Service Contract” de las dos unidades de generación a gas del año 2006 y “Service Contract” de la tercera unidad de generación a gas del año 2007.

Este contrato tiene una vigencia de 15 años o la ejecución del segundo mantenimiento mayor de cada turbina realizada bajo este nuevo contrato, lo que ocurra primero.

- (iv) *“Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” - Contrato de servicios de mantenimiento, instalación de partes y soporte logístico firmado con Siemens Power Generation, Inc.*

El 28 de setiembre de 2018 se firmó un nuevo contrato de “Program Parts , Miscellaneous Hardware and Logistic Support Contract” que contempla la prestación de servicios de soporte logístico, la compra de partes y repuestos según el programa de mantenimiento establecido y la mano de obra necesaria para el montaje, desmontaje y reemplazo efectivo de las partes adquiridas, para las tres turbinas a gas mencionadas en el acápite (ii) de esta nota, que reemplaza a los contratos “Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” de las dos unidades de generación a gas del año 2006 y “Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” de la tercera unidad de generación a gas del año 2007.

Este contrato tiene una vigencia de 15 años o la ejecución del segundo mantenimiento mayor de cada turbina realizada bajo este nuevo contrato, lo que ocurra primero.

En el caso de los contratos descritos en este acápite, los pagos por adelantado realizados por el Grupo se registran en una cuenta de Anticipos otorgados y se reconocerán como activo fijo al momento de efectuarse el reemplazo de los componentes según el programa establecido en los contratos.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo en “Anticipos otorgados”, que corresponde al pago por estos conceptos asciende a US\$32,946 (US\$23,086 al 31 de diciembre de 2022).

- (v) *C.T. Ilo31 “Reserva Fría de Generación - Planta Ilo”*

Con fecha 25 de noviembre de 2010, PROINVERSIÓN adjudicó a el Grupo la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación - Planta Ilo” para la construcción y operación de una central termoeléctrica dual ubicado en Ilo, que tiene por objeto asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el SEIN, para enfrentar situaciones de emergencia en el abastecimiento, o por eficiencia operativa.

En setiembre de 2013, entró en operación comercial la Reserva Fría de Generación de Ilo con una potencia contratada de 460 MW. A partir de agosto de 2015, la central cuenta con una potencia nominal de 500 MW, aprobada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).

- (vi) *Central Hidroeléctrica Quitaracsa*

Este proyecto consistió en la construcción de una central hidroeléctrica de 114 MW de potencia nominal, ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash. En noviembre de 2010, se suscribió el “Contrato de Precios Unitarios para el Suministro y Construcción de las Obras Civiles de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa” con la empresa constructora JME S.A.C.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

En octubre de 2015, la Central Hidroeléctrica Quitaracsa entró en operación comercial, con una potencia nominal total de 114 MW.

(vii) *Nodo Energético*

Con fecha 29 de noviembre de 2013, el Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Seguridad Energética - PRO-SEGURIDAD ENERGÉTICA otorgó al Grupo la adjudicación de la buena pro para la construcción y operación de una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú en el concurso internacional conducido por PROINVERSIÓN.

La planta es de ciclo simple, dual (Diésel B5 y gas natural) y opera en una primera etapa con diésel, para luego utilizar gas natural una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país.

En octubre de 2016, la Central Térmica Nodo Energético Planta No. 2 Región Moquegua – Planta Ilo de ENGIE, entró en operación comercial, con una potencia nominal total de 610 MW.

(viii) *Central Solar Intipampa*

Con fecha 17 de mayo de 2016, al Grupo suscribió con el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas), un contrato de concesión por el cual suministrará al SEIN la energía adjudicada (108.404 GWh/año) al Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa” en el marco de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos renovables (RER) organizada por OSINERGMIN. En virtud de los términos del respectivo contrato, al Grupo suministrará la energía adjudicada al SEIN desde la fecha real de puesta en operación comercial.

En marzo de 2018, la Central Solar Fotovoltaica “Intipampa”, entró en operación comercial, con una potencia instalada nominal de 40 MW (44.54 MW en corriente continua).

(ix) *Proyecto Central Eólica Punta Lomitas*

Con fecha 3 y 14 de marzo de 2021 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la RM No. 041-2021-MINEM/DM y la RM No. 053-2021-MINEM/DM que otorgan, respectivamente, la Concesión Definitiva de Transmisión de Energía Eléctrica y la Concesión Definitiva de Generación para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Eólica Punta Lomitas (“Proyecto Punta Lomitas”). El 16 de junio de 2023 entró en operación comercial la Central Punta Lomitas luego de recibir la aprobación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Internacional (COES) con una potencia instalada nominal de 260 MW, cuenta con dos subestaciones eléctricas y 60 km de líneas de transmisión que conectan la central con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, el 24 de diciembre de 2023 entró en operación la Central Eólica Punta Lomitas Expansión. La potencia instalada nominal es de 36.4 MW, con lo cual la capacidad nominal total de la Central Punta Lomitas asciende a 296.4 MW.

(x) *Contrato de concesión GR Taruca S.A.C.-*

En fecha 15 de febrero de 2019, GR Taruca S.A.C. celebró con el Estado Peruano (en adelante “el Concedente”, a través del Ministerio de Energía y Minas y contando con la intervención de la Agencia de Promoción a la Inversión Privada (PROINVERSION), un contrato denominado “Parque Eólico Duna”, cuyo objeto es otorgar en concesión a la Compañía el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del suministro de energía renovable al sistema interconectado de electricidad.

El otorgamiento de la concesión es a título gratuito, lo que significa que GR Taruca S.A.C. no está obligada a efectuar pagos algunos a favor del Concedente o de cualquier otra entidad por el otorgamiento de la concesión.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El plazo de la concesión es de 22 años que incluye el periodo de construcción (25 meses).

(xi) *Contrato de concesión GR Paino S.A.C.-*

En fecha 15 de febrero de 2019, GR Paino S.A.C. celebró con el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas y contando con la intervención de la Agencia de Promoción a la Inversión Privada (PROINVERSION), un contrato denominado “Parque Eólico Huambos”, cuyo objeto es otorgar en concesión a la Compañía el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del suministro de energía renovable al sistema interconectado de electricidad.

El otorgamiento de la concesión es a título gratuito, lo que significa que GR Paino S.A.C. no está obligada a efectuar pagos algunos a favor del Concedente o de cualquier otra entidad por el otorgamiento de la concesión.

El plazo de la concesión es de 22 años que incluye el periodo de construcción (25 meses).

(xii) *Adjudicación de proyectos de transmisión*

Con fecha 18 de diciembre de 2024, la Compañía fue adjudicada con la buena pro de los proyectos "Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)", "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo" e "Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC), que consisten en el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de estos Proyectos. De acuerdo con el cronograma publicado por PROINVERSION, en la Fecha de Cierre del concurso, que tendrá lugar dentro de los 90 días calendario de otorgada la buena pro, se suscribirán con el Estado peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas) los contratos de concesión SGT correspondientes a cada uno de los Proyectos.

El monto de inversión total ofertado para la ejecución de los Proyectos asciende a US\$94.5 millones.

3. Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del sector eléctrico

Las principales normas que afectan las actividades del Grupo son:

(a) Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento -

El 19 de noviembre de 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas mediante Decreto Ley No.25844 y el 19 de febrero de 1993 se promulgó su Reglamento mediante Decreto Supremo No. 009-93-EM.

De acuerdo con dicha ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollado por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. El Grupo desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante del SINAC.

De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida al respecto.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Mediante Decreto Supremo No. 040-2017-EM publicado el 13 de diciembre de 2017 se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen inflexibilidades operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas; y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los períodos de Situación Excepcional no se aplica sanciones y/o compensaciones.

(b) Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica -

El 23 de julio de 2006 se promulgó la Ley No. 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, dicha Ley que tiene como sus principales objetivos: i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y, asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores se realizará a precios ofertados en los casos de Contratos resultantes de Licitaciones o a precios acordados (con un tope fijado por OSINERGMIN) para los Contratos que no resulten de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -

Mediante Ley No. 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

Como parte de la función normativa, OSINERGMIN tiene la facultad de dictar, dentro de su competencia, reglamentos y normas de carácter general aplicables a las entidades del sector y a los usuarios.

En aplicación del Decreto Supremo No. 001-2010-MINAM, promulgado el 20 de enero de 2010, OSINERGMIN ha transferido las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, creado por el Decreto Legislativo No. 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

(d) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos -

Mediante Decreto Supremo No. 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSE, que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

La NTCSE contempla procedimientos para realizar las mediciones y establece tolerancias, asignando la responsabilidad de su aplicación al OSINERGMIN; así como, la aplicación, tanto a empresas eléctricas como a clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de las tolerancias de los parámetros establecidos por la norma.

La Gerencia del Grupo estima que, en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, éstos no serían importantes en relación con los estados financieros consolidados tomados en su conjunto.

(e) Ley No. 31112 - Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial -

El 18 de noviembre de 1997, se promulgó la Ley Antimonopolio y Anti oligopolio en el Sector Eléctrico, Ley No. 26876, la cual establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15% que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa, a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

Posteriormente, el 19 de noviembre de 2019, se publicó el Decreto de Urgencia 013-2019 "Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial" el cual tiene como objeto establecer un régimen de control previo de operaciones de concentración empresarial con la finalidad de promover la eficiencia económica en los mercados para el bienestar de los consumidores.

Finalmente, el 7 de enero de 2021 se publicó la Ley No. 31112 - Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial y el 4 de marzo se aprobó su reglamento mediante Decreto Supremo 039-2021-PCM. Luego de lo cual INDECOPI aprobó las modificaciones correspondientes a su Reglamento de Organización y Funciones; por lo que, la Ley No 31112 entró en vigencia desde el 14 de setiembre del 2021, quedando derogado el DU 013-2019 y la Ley No. 26876.

(f) Normas para la Conservación del Medio Ambiente -

El Estado diseña y aplica las políticas y normas necesarias para la adecuada conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha aprobado el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo No. 014-2019-EM) y el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo No. 039-2014-EM).

Mediante Decreto Supremo N°016-2023-EM publicado el 24 de setiembre del 2023 se aprobó el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas, el cual establece los mecanismos para fortalecer los derechos a la participación ciudadana de la población involucrada, optimizar la gestión socioambiental de las actividades eléctricas y promover relaciones armoniosas entre la población, el Estado y los titulares de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en todo el país.

(g) Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad -

Mediante Decreto Supremo No. 026-2016-EM, se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos del Reglamento MME son: incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda.

El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el procedimiento respectivo. Los participantes que no cuenten con clasificación de riesgo A (A, AA o AAA) deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

Mediante Decreto Supremo No. 033-2017-EM publicado el 2 de octubre de 2017, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo No. 026-2016-EM entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2018.

- (h) Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País -
La Ley 29970 declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.
- (i) Decretos supremos fundados en el marco de situaciones de emergencia de gas -
Mediante Decreto Supremo No. 017-2018 EM, se estableció los mecanismos de racionamiento en caso exista desabastecimiento parcial o total del suministro de gas para el mercado interno en cualquier parte de la cadena de suministro.
- (j) Decreto Supremo Nº 016-2000-EM -
Mediante Decreto Supremo No. 043-2017-EM publicado el 28 de diciembre de 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo No. 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo específico, contratos "take or pay" y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución. Mediante Sentencia de Acción Popular No. 28315-2019 publicada en el Diario Oficial El Peruano el 21 de setiembre de 2020, la Corte Suprema declaró nulo el Decreto Supremo No. 043-2017-EM. Mediante Decreto Supremo No. 031-2020-EM publicado el 19 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía y Minas encargó al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES presentar al OSINERGMIN la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos relacionados con la entrega de información de los costos de suministro, transporte y distribución de gas, así como de la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural. Mediante Resolución de Consejo Directivo No. 092-2021-OS/CD, OSINERGMIN aprobó la modificación del Procedimiento Técnico COES No. 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", dando tratamiento como si fuesen variables los costos fijos de gas, estableciendo como costo variable para las centrales que utilizan gas natural el costo total de la cadena de suministro (costos variables y costos fijos). En aplicación de esta norma, se debe presentar la información relativa al precio de gas natural de forma mensual hasta el día 20 de cada mes.
- (k) Decreto supremo No. 032-2017-EM que suspende la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural -
Mediante Decreto Supremo No. 032-2017-EM publicado el 30 de setiembre del 2017, suspende hasta el 31 de diciembre de 2018 la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo No. 046-2010-EM. Durante este plazo, las operaciones en el Mercado Secundario podrán realizarse en forma de acuerdos

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

bilaterales. Posteriormente, se prorroga la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2019 y luego se prorroga la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020 y luego hasta el 30 de setiembre de 2021.

Posteriormente, mediante Decreto Supremo No.012-2021-EM, se aprueba el Reglamento para la Optimizar el Uso del Gas Natural y Crea el Gestor del Gas Natural, cuyo objeto es promover el aprovechamiento eficiente del gas natural en las actividades económicas con el fin de generar mayor competitividad en los mercados, además estableció que la Dirección General de Hidrocarburos debe aprobar los procedimientos operativos del Mercado Secundario de Gas mientras tanto las operaciones en el Mercado Secundario se realizaran por acuerdos bilaterales. Con fecha 23 de diciembre del 2022 se aprobó uno de los procedimientos correspondiente al “Procedimiento Operativo para la Transferencia de Información del Mercado de Gas Natural”.

- (l) Decreto legislativo No. 1002 “Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”
 -
 - El Decreto Legislativo No. 1002, publicado el 13 de noviembre de 2010, tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.
- (m) Decreto Legislativo No. 1221 que promueve la Generación Distribuida para todos aquellos usuarios que dispongan de equipamiento de generación con energías renovables no convencionales o cogeneración.
- (n) Ley Marco Sobre el Cambio Climático -
 - Mediante Ley No 30754 publicado el 18 de abril de 2018, se promulgo la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley 28611, Ley General del Ambiente; la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente, aprobada por el Decreto Supremo 012-2009-MINAM y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, aprobada por la Resolución Legislativa 26185. La Ley Marco tiene por objeto establecer los principios generales para ejecutar, evaluar y difundir las políticas públicas para la gestión integral de las medidas de adaptación y mitigación al cambio climático, aprovechar las oportunidades del crecimiento bajo en carbono y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas. Asimismo, con Decreto Supremo No. 013-2019-MINAM se aprobó su reglamento.
- (o) Reconocimiento de Potencia Firme a las centrales con recursos energéticos renovables, resolución 144-2019-OS/CD
 - La resolución OSINERGMIN modifica el Procedimiento Técnico del COES No 26 “Cálculo de la Potencia Firme”. Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también en nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de setiembre 2019, la Potencia Firme para las centrales con recursos energéticos renovables que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determinará considerando la producción histórica de energía en las Horas de Punta del sistema.
- (p) Inflexibilidades operativas Resolución No. 161-2019-OS/CD:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Se publicó el 1 de octubre de 2019 en cumplimiento a lo dispuesto por el DS 040-2017-EM. El objeto de esta norma es establecer el procedimiento para la entrega de información correspondiente a las Inflexibilidades Operativas, a fin de realizar las acciones de supervisión y fiscalización de los parámetros informados por las empresas de generación del SEIN.

- (q) Eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas natural, Decreto Supremo No. 003-2021-EM
El 30 de enero de 2021 se publicó el “Decreto Supremo No. 003-2021-EM que Mejora la Eficiencia en el Uso de la Capacidad de Transporte de Gas para la Generación Térmica con Gas Natural de Camisea y el Pago de la Potencia Firme”. Esta norma define un Factor Referencia a la Contratación (FRC) de la Cantidad Reservada Diaria de los contratos de transporte de Gas natural por tipo de tecnología, que otorga flexibilidad a los generadores termoeléctricos a Gas Natural, asegurando a la vez la disponibilidad de transporte para el conjunto de generadores. Mediante Resolución de Consejo Directivo No. 096-2021-OS/CD, OSINERGMIN aprobó los valores de FRC vigentes para el periodo 1 de setiembre 2021 al 30 de abril del 2025 así como la modificación del Procedimiento Técnico No. 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad Presencia e incentivo a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” para la aplicación del FRC.
- (r) El 1 de mayo del 2021, se publicó la Resolución Ministerial No.130-2021-MINEM/DM que fija los valores del Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo 2021 a abril 2025.
- (s) El 7 de mayo del 2021, se publicó la Resolución Ministerial No. 153-2021-MINEM/DM que fija las Horas de Punta del SEIN en el período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas, para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras a que se refiere el inciso e) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, dicha resolución estará vigente entre el 01 de setiembre de 2021 al 31 de diciembre de 2025.
- (t) El 30 de octubre del 2021 se publicó el Decreto Supremo No. 030-2021-MINAM, donde se aprueban los Límites Máximos Permisibles (LMP) para emisiones atmosféricas de las actividades de generación termoeléctrica
- (u) El 2 de setiembre de 2022, OSINERGMIN aprobó la modificación del Procedimiento Técnico COES No. 34, en el cual define el cálculo del costo variable de mantenimiento que forma parte del costo variable total de las unidades de generación termoeléctrica y establece un plazo máximo de 5 meses para presentar los informes sustentatorios al COES, los cuales serán aprobados por el COES en un plazo máximo de 10 meses a partir de la publicación del procedimiento técnico.
- (v) El 23 de noviembre del 2022 se aprobó el Reglamento de Intervenciones Arqueológicas, este comprende la autorización de intervenciones arqueológicas, la certificación de inexistencia de restos arqueológicos en superficie (CIRAS), la gestión de materiales culturales muebles recuperados en intervenciones arqueológicas y la exportación de muestras arqueológicas con fines de investigación científica.

4. Principios y prácticas contables materiales

4.1 Bases de preparación y presentación

El Grupo ha preparado estos estados financieros consolidados en cumplimiento del Reglamento de Información Financiera de la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV).

Los estados financieros consolidados adjuntos han sido preparados y presentados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (En adelante “NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (En adelante “IASB”) y vigentes al 31 de diciembre de 2024.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024, incluye los activos y pasivos de sus subsidiarias y se ha presentado para fines de comparabilidad el estado individual de situación financiera al 31 de diciembre de 2023.

El estado consolidado de resultados por el período de seis meses terminado al 31 de diciembre de 2024, incluye las operaciones realizadas por sus subsidiarias posterior a la fecha de compra y que para fines de comparabilidad, se ha presentado el período de seis meses terminado el 30 de setiembre de 2023 del estado individual de resultados. Del mismo modo para el estado consolidado de cambios en el patrimonio neto y estado consolidado de flujos de efectivo.

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad de la Gerencia del Grupo, que manifiestan expresamente que se han aplicado todos los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el IASB y vigentes a las fechas de los estados financieros consolidados.

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por el Grupo, a excepción de los instrumentos financieros derivados, registrados a su valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses (US\$), la cual es la moneda funcional del Grupo; y todos los valores están redondeados a miles, excepto cuando se indique lo contrario.

En la nota 5 se incluye información sobre los juicios y estimaciones contables materiales utilizadas por la Gerencia para la preparación de los estados financieros consolidados adjuntos.

4.2 Resumen de principios y prácticas contables materiales

4.2.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El rubro efectivo y equivalente de efectivo del estado de situación financiera comprende el efectivo en caja y bancos y los depósitos con un vencimiento original menor a tres meses.

4.2.2 Instrumentos financieros: reconocimiento inicial y medición posterior

(i) Activos financieros

Reconocimiento y medición inicial

Los activos financieros se clasifican, al momento de su reconocimiento inicial, como medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otros resultados integrales y al valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros del Grupo incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a relacionadas y otras cuentas por cobrar.

Medición posterior

Para propósitos de la medición posterior, los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías:

- Activos financieros al costo amortizado (instrumentos de deuda);
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales con traslado de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- Activos financieros al valor razonable con cambios en otros resultados integrales que no se trasladan a ganancias y pérdidas cuando se dan de baja (instrumentos de patrimonio); y
- Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados.

La clasificación depende del modelo de negocio del Grupo y de los términos contractuales de los flujos de efectivo.

Activos financieros al costo amortizado (instrumentos de deuda)

El Grupo mide los activos financieros al costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

- El activo financiero se conserva con el objetivo de mantener los activos financieros para poder cobrar los flujos de efectivo contractuales y no realizar su venta o negociación; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos utilizando el método de interés efectivo y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas son reconocidas en resultados cuando el activo es dado de baja, modificado o deteriorado.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si el Grupo cambia su modelo de negocio para su gestión.

En esta categoría se incluyen el efectivo y equivalente de efectivo, las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a relacionadas y otras cuentas por cobrar.

Activos financieros al valor razonable con cambios en otros resultados integrales (instrumentos de deuda)

El Grupo mide los instrumentos de deuda al valor razonable con cambios en otros resultados integrales si se cumplen las dos condiciones siguientes:

- El activo financiero se mantiene dentro del modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para cobrar flujos de efectivo contractuales y luego venderlos, y
- Los términos contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que solo son pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

El Grupo no posee instrumentos de deuda clasificados en esta categoría.

Activos financieros al valor razonable con cambios en otros resultados integrales (instrumentos de patrimonio)

Al momento del reconocimiento, el Grupo elige clasificar irrevocablemente sus instrumentos de patrimonio como instrumentos de patrimonio al valor razonable con cambios en otros resultados integrales cuando cumplen con la definición de patrimonio y no se mantienen para negociación. La clasificación se determina sobre la base de instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas sobre estos instrumentos financieros nunca son trasladadas a resultados. Los dividendos son reconocidos como otros ingresos en el estado de resultados cuando el derecho de pago ha

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

sido establecido, excepto cuando el Grupo se beneficie de dichos ingresos como un recupero de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias son registradas en otros resultados integrales. Los instrumentos de patrimonio al valor razonable con cambios en otros resultados integrales no están sujetos a evaluación de deterioro.

El Grupo no mantiene instrumentos financieros en esta categoría.

Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen activos financieros mantenidos para negociar, activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados, o activos financieros que obligatoriamente deben ser medidos al valor razonable. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si ellos son adquiridos para venderlos o recomprarlos en el corto plazo. Los derivados se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son solo pagos del principal e intereses son clasificados y medidos al valor razonable con cambios en resultados, con independencia del modelo de negocio.

Los activos financieros con cambios en resultados se registran en el estado de situación financiera al valor razonable, y los cambios netos en dicho valor razonable se presentan como costos financieros (cambios negativos netos en el valor razonable) o ingresos financieros (cambios positivos netos en el valor razonable) en el estado de resultados integrales.

El Grupo no posee inversiones clasificadas como activos financieros al valor razonable con cambios en resultados.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja en cuentas, es decir, se elimina del estado de situación financiera, cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo; o
- El Grupo haya transferido sus derechos para recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o ha asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia (pass-through arrangement), y (a) El Grupo haya transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o (b) el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando el Grupo ha transferido sus derechos de recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o se ha celebrado un acuerdo de transferencia, el Grupo evalúa si ha retenido, y en qué medida, los riesgos y beneficios de la propiedad del activo. Cuando el Grupo no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, ni ha transferido el control del mismo, El Grupo continúan reconociendo contablemente el activo transferido. En ese caso, el Grupo también reconoce el

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

pasivo relacionado. El activo transferido y el pasivo relacionado se miden de manera tal que reflejen los derechos y obligaciones que el Grupo ha retenido.

Cuando la implicancia continuada toma la forma de una garantía sobre los activos transferidos, ésta se mide al menor valor entre el valor contable original de activo y el importe máximo de la contraprestación que el Grupo tendría que pagar por la garantía.

Deterioro del valor de los activos financieros

El Grupo reconoce una provisión por deterioro con un modelo de pérdida de crédito esperada (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos al valor razonable con cambios en resultados. La PCE se determina como la diferencia entre los flujos de caja contractuales que vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que el Grupo espera recibir, descontados a una tasa que se aproxima a la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo producto de la venta de garantías mantenidas u otras garantías recibidas.

La PCE es reconocida en dos etapas. Para las exposiciones de crédito por las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, la PCE se reconoce para pérdidas que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses ("PCE de 12 meses"). Para las exposiciones de créditos por los cuales ha habido un incremento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se requiere una pérdida por deterioro por pérdidas de crédito esperada durante la vida remanente de la exposición, con independencia de la oportunidad del incumplimiento ("PCE durante toda la vida").

Para las cuentas por cobrar comerciales, el Grupo aplica un enfoque simplificado al calcular la PCE y realiza el análisis de la cartera de clientes que maneja, monitoreando si se presentan cambios significativos en los riesgos de crédito. A partir de dicha evaluación reconoce una provisión por deterioro en base a la "PCE durante toda la vida" en cada fecha de reporte. El Grupo ha establecido una matriz de provisión que se basa en una evaluación crediticia de cada cliente que compone su cartera, ajustada por aquellas cuentas por cobrar que cuentan con un seguro de crédito, así como factores esperados específicos a los deudores y al entorno económico.

El Grupo ha definido el enfoque general simplificado, determinando las pérdidas crediticias esperadas durante un período correspondiente a la vida total de las cuentas por cobrar. Para cuentas por cobrar comerciales el Grupo aplica un enfoque basado en la agrupación de las cuentas por cobrar en grupos específicos, teniendo en cuenta el contexto normativo y entorno económico. Solo si las cuentas por cobrar comerciales se consideran individualmente significativas por la administración y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica un enfoque analítico.

Para la evaluación de las cuentas por cobrar comerciales, estas se agrupan en función de las características de riesgo de crédito y la información vencida, considerando una definición específica de incumplimiento.

El Grupo considera que un activo financiero presenta incumplimiento cuando los pagos contractuales tienen un atraso de 360 días. Sin embargo, en ciertos casos, el Grupo podría considerar que un activo financiero presenta incumplimiento cuando información interna o externa indica que es improbable que El Grupo reciba

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

los importes contractuales adeudados antes que el Grupo ejecute las garantías recibidas. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

(ii) Pasivos financieros

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

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable y en el caso de los préstamos y cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles.

Los pasivos financieros de el Grupo incluyen cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a relacionadas, otras cuentas por pagar y otros pasivos financieros.

Medición posterior

La medición posterior de los pasivos financieros depende de su clasificación, según se describe a continuación:

Pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados

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

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se contraen con el propósito de negociarlos en un futuro cercano; las ganancias o pérdidas relacionadas con estos pasivos se reconocen en resultados. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados tomados por el Grupo y que no se designan como instrumentos de cobertura eficaces según lo define la NIIF 9.

Los pasivos financieros designados al momento de su reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados se designan como tales a la fecha de su reconocimiento inicial únicamente si cumplen los criterios definidos en la NIIF 9.

El Grupo no ha clasificado ningún pasivo financiero al valor razonable con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

Deudas y préstamos que devengan interés

Esta es la categoría más significativa para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, las deudas y préstamos se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados cuando los pasivos se dan de baja, como así también a través del proceso de amortización aplicando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que sean una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce como costos financieros en el estado de resultados integrales.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

En esta categoría se incluyen las cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a relacionadas, otras cuentas por pagar diversas, y los otros pasivos financieros.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación ha sido pagada o cancelada, o haya vencido. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o cuando las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal permuta o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los importes respectivos en libros se reconoce en el estado de resultados.

(iii) Compensación de instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros son objeto de compensación de manera que se informa el importe neto en el estado de situación financiera, si existe un derecho actual legalmente exigible de compensar los importes reconocidos, y si existe la intención de liquidarlos por el importe neto, o de realizar los activos y cancelar los pasivos en forma simultánea.

(iv) Valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de un mercado en la fecha de medición. Una medición a valor razonable supone que la transacción de venta del activo o transferencia del pasivo tenga lugar:

- En el mercado principal para el activo o pasivo, o
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo. El mercado principal o más ventajoso debe ser accesible por el Grupo.

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

Una medición a valor razonable de un activo no financiero tendrá en cuenta la capacidad del participante del mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de este a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El Grupo utiliza las técnicas de valoración que resultan más apropiadas en las circunstancias y para las cuales existen datos suficientes para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

Todos los activos y pasivos por los cuales se mide o revela el valor razonable en los estados financieros consolidados se categorizan dentro de la jerarquía de valor razonable, tal como se describe a continuación:

- Nivel 1 - Precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos, para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2 - Técnicas de valuación por las cuales se puede observar directa o indirectamente el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- Nivel 3 - Técnicas de valuación por las cuales no se puede observar de manera directa o indirecta los niveles más bajos de información.

Para los activos y pasivos que son reconocidos en los estados financieros consolidados sobre una base recurrente, el Grupo determina si se ha producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización (basada en la variable de menor nivel que es significativa para el cálculo del valor razonable en su conjunto) al final de cada período de reporte.

La Gerencia determina las políticas y procedimientos para mediciones al valor razonable recurrentes y no recurrentes.

A cada fecha de reporte, la Gerencia analiza los cambios en los valores de los activos y pasivos que deben medirse o determinarse de manera recurrente y no recurrente según las políticas contables de el Grupo. Para este análisis, la Gerencia contrasta las principales variables utilizadas en las últimas valoraciones realizadas con información actualizada disponible de valoraciones incluidas en contratos y otros documentos relevantes.

La Gerencia también compara los cambios en el valor razonable de cada activo y pasivo con las fuentes externas pertinentes para determinar si el cambio es razonable.

Para propósitos de revelación del valor razonable, el Grupo ha determinado clases de activos y pasivos en base a la naturaleza, características y riesgos inherentes de cada activo y pasivo, y el nivel de la jerarquía de valor razonable según se explicó anteriormente.

4.2.3 Inventarios

Los inventarios están conformados por materiales y suministros que se presentan al costo o al valor neto de realización, el menor, netos de la estimación por desvalorización.

El costo se determina sobre la base de un promedio ponderado, excepto en el caso del carbón y de los materiales y suministros por recibir, los cuales se presentan al costo específico de adquisición. El valor neto de realización es el precio de venta en el curso normal del negocio, menos los costos para poner los inventarios en condición de venta y los gastos de comercialización y distribución.

4.2.4 Propiedades, planta y equipo

El rubro “Propiedades, planta y equipo, neto” se presenta al costo, neto de la depreciación acumulada y/o las pérdidas acumuladas por deterioro, si las hubiere. El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o su costo de fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario para poner dicho activo en operación, el estimado inicial de la obligación de rehabilitación y los costos de financiamiento para los proyectos de construcción a largo plazo, en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento.

Cuando los componentes significativos de propiedades, planta y equipos requieren ser reemplazados, el Grupo da de baja el componente reemplazado y reconoce el componente nuevo con su correspondiente vida útil y depreciación. Del mismo modo, cuando se efectúa una inspección de gran envergadura, el costo de la misma se reconoce como un

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

reemplazo en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. Todos los demás costos rutinarios de reparación y mantenimiento se reconocen como gasto en el estado de resultados a medida que se incurren.

El valor presente del costo estimado para el desmantelamiento del activo después de su uso se incluye en el costo de ese activo, en la medida en que se cumplan los requisitos para el reconocimiento de la provisión respectiva.

Una partida de propiedades, planta y equipo o un componente significativo es retirado al momento de su disposición o cuando no se esperan beneficios económicos de su uso o disposición posterior. Cualquier ganancia o pérdida que surja al momento del retiro del activo fijo (calculada como la diferencia entre los ingresos por la venta y el valor en libros del activo) es incluida en el estado de resultados integrales en el año en que se retira el activo.

El valor residual, la vida útil y los métodos de depreciación son revisados y ajustados en caso sea apropiado, al final de cada año.

Las obras en curso incluyen los desembolsos para la construcción de activos, los costos de financiamiento, y los otros gastos directos atribuibles a dichas obras, devengados durante la etapa de construcción. Las obras en curso se capitalizan cuando se completan y su depreciación se calcula desde el momento en que están en condiciones para su uso.

Los criterios para capitalizar los costos financieros y los otros gastos directos son:

- Los costos por préstamos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica son capitalizados formando parte del costo del activo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico de el Grupo en relación con la inversión efectuada.
- Para capitalizar los gastos directos de personal, el Grupo identifica cada una de las áreas dedicadas a la planificación, ejecución y gestión de obras, esto aplicado a los costos de los empleados de dichas áreas.

La depreciación se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

El método de depreciación utilizado para los activos es el método con el cual se espera que la empresa recupere los beneficios económicos futuros del activo. Durante el año 2021, el Grupo realizó la evaluación del método de depreciación asignado a los activos relacionados a la Central Térmica Nodo Energético - Planta Ilo (Nota 2 (vii)) y debido al cambio en las premisas, al tiempo transcurrido y al no tener una operación continua producto de la no disponibilidad de gas en el sur de Perú se considera que el método de depreciación de Línea Recta es el que más se ajusta hoy en día a las condiciones de los activos de NEPI, además de reflejar el efecto de desgaste natural de los mismos procediendo a hacer el cambio de método de depreciación a partir del año 2021.

La depreciación anual se reconoce como gasto o costo de otro activo, y se calcula considerando las siguientes vidas útiles estimadas para los diversos rubros:

Entre (Años)

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Edificios y otras construcciones	10 - 80
Maquinaria y equipo	3 - 33
Unidades de transporte	5 - 17
Muebles y enseres	5 - 12
Equipos diversos	4 - 15

4.2.5 Arrendamiento

El Grupo evalúa al inicio de un contrato, si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Es decir, si el contrato transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de contraprestación.

Como arrendatario -

El Grupo aplica un enfoque único de reconocimiento y medición para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. El Grupo reconoce los pasivos por arrendamientos para realizar los pagos por arrendamientos y activos por derecho de uso que representan el derecho a utilizar los activos subyacentes.

(a) **Activo como derecho en uso -**

El Grupo reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdida por deterioro, y se ajustan para cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamientos. El costo de los activos por derecho de uso incluye la cantidad de pasivos por arrendamientos reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamientos realizados en la fecha de inicio o antes, menos los incentivos de arrendamientos recibidos. Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto del arrendamiento y la vida útil estimada de los activos, de la siguiente manera:

	Entre (años)
Edificios y otras construcciones	2 - 30
Unidades de transporte	5

Si la propiedad del activo arrendado se transfiere a el Grupo al final del plazo del arrendamiento o el costo refleja el ejercicio de una opción de compra, la depreciación se calcula utilizando la vida útil estimada del activo.

Los activos por derecho de uso también están sujetos a las pruebas de deterioro.

(b) **Pasivo por arrendamiento -**

A la fecha de inicio del arrendamiento, el Grupo reconoce los pasivos por arrendamientos medidos al valor presente de los pagos de arrendamientos que se realizaran durante el plazo del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar, pago de arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa, y montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos de arrendamientos también incluyen el precio de

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

ejercer una opción de compra razonablemente segura para ser ejercida por El Grupo y los pagos de multas por rescindir el arrendamiento, si el plazo del arrendamiento refleja que el Grupo ejerce la opción de rescindir.

Los pagos de arrendamientos variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el periodo en el que ocurre el evento o condición que desencadena el pago.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, el Grupo utiliza su tasa de interés incremental en la fecha de inicio del arrendamiento para que la tasa de interés implícita en el arrendamiento no es fácilmente determinable. Después de la fecha de inicio, el monto de los pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamientos realizados. Además, el importe en libro de los pasivos por arrendamientos se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento (por ejemplo, cambios en los pagos futuros que resultan de un cambio o índice o tasa utilizada para determinar tal pago de arrendamiento) o un cambio en la evaluación de una opción para comprar el activo subyacente.

Los pasivos por arrendamientos de el Grupo se incluyen en el rubro “Otros pasivos financieros”.

- (c) Arrendamientos a corto plazo y arrendamiento de activos de bajo valor -
- El Grupo aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos de corto plazo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica el arrendamiento de la exención de reconocimiento de activos de bajo valor a los arrendamientos de equipos de oficinas, informáticos que se consideran de bajo valor. Los pagos de arrendamientos en arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

Como consecuencia, el Grupo no reconoce los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento, para los arrendamientos a corto plazo de las maquinarias y equipos que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos y los arrendamientos de activos de bajo valor, incluidos equipos informáticos, equipos menores como bombas y ventiladores. El Grupo reconoce los pagos de arrendamiento asociados a estos contratos de arrendamiento como un gasto de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

Tasa de interés incremental

El Grupo no puede determinar fácilmente la tasa de interés implícita del arrendamiento, por lo tanto, utiliza la tasa de interés incremental (IBR por sus siglas en inglés) para medir los pasivos por arrendamiento. La tasa de interés incremental es la tasa que el Grupo tendría que pagar por pedir prestado durante un plazo similar, y con un valor similar, los fondos necesarios para obtener un activo similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. Por lo tanto, esta tasa refleja lo que el Grupo “tendría que pagar”, lo que requiere una estimación cuando no hay tasas observables disponibles o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional).

El Grupo estima la tasa incremental utilizando datos observables (como las tasas de interés del mercado) cuando están disponibles y se requiere que haga ciertas estimaciones específicas de la entidad, como la calificación crediticia de la entidad, los márgenes bancarios para este tipo de préstamos, entre otros.

Determinación del plazo de arrendamiento para contratos de arrendamiento con opciones de renovación y terminación.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El Grupo determina el plazo del arrendamiento como el periodo no cancelable de un arrendamiento, junto con:

- Los periodos cubiertos por una opción de ampliar el arrendamiento si el Grupo va a ejercer con razonable certeza esa opción; y
- Los periodos cubiertos por una opción para terminar el arrendamiento si el Grupo no va a ejercer con razonable certeza esa opción.

El Grupo tiene varios contratos de arrendamiento que incluyen opciones de extensión y terminación. El Grupo evalúa si va a ejercer con razonable certeza una opción de ampliar un arrendamiento, o no va a ejercer una opción de terminar un arrendamiento, y considera todos los hechos y circunstancias relevantes que creen un incentivo económico para que el Grupo ejerza la opción de ampliar el arrendamiento o bien no ejerza la opción de terminar el arrendamiento. Despues de la fecha de inicio, el Grupo reevalúa el plazo del arrendamiento por si existiera un evento significativo o un cambio en las circunstancias que están bajo su control que afecten su capacidad de ejercer o no ejercer la opción de renovar o terminar el arrendamiento.

El Grupo incluyó el período de extensión como parte del plazo de arrendamiento para aquellos arrendamientos de planta y maquinaria con un período no cancelable más corto (es decir, de tres a cinco años).

El Grupo generalmente ejerce su opción de renovación para estos arrendamientos porque de no hacerlo, generaría un efecto negativo en su producción debido a que el reemplazo del activo no se encuentra disponible fácilmente. Los períodos de renovación para arrendamientos de plantas y maquinarias con períodos más largos no cancelables (es decir, de 10 a 15 años) no se incluyen como parte del plazo del arrendamiento, debido a que no es razonablemente cierto que vaya a ser ejercida la opción de ampliar el arrendamiento. Asimismo, las opciones de renovación para arrendamientos de vehículos no se incluyen como parte del plazo de arrendamiento, debido a que la política del Grupo es no arrendar vehículos por más de cinco años y, por lo tanto, no se ejerce ninguna opción de renovación. Los períodos cubiertos por las opciones de terminación se incluyen como parte del plazo del arrendamiento solo cuando sean razonablemente seguro de que no serán ejercidas.

En opinión de la Gerencia, estas estimaciones se efectuaron sobre la base de su mejor conocimiento de los hechos relevantes y circunstancias a la fecha de la preparación de los estados financieros consolidados; sin embargo, los resultados finales podrán diferir de las estimaciones incluidas en los estados financieros consolidados. La Gerencia del Grupo no espera que las variaciones, si las hubiera, tengan un efecto importante sobre los estados financieros consolidados.

4.2.6 Deterioro de activos de larga duración (no financieros)

A cada fecha de cierre del periodo sobre el que se informa, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que un activo pudiera estar deteriorado en su valor. Si existe tal indicio, o cuando una prueba anual de deterioro del valor para un activo es requerida, el Grupo estima el importe recuperable de ese activo. El importe recuperable de un activo es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso, ya sea de un activo o de una unidad generadora de efectivo cuando un activo no genere flujos de efectivo que sean sustancialmente independientes de los de otros activos o grupos de activos.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Cuando el importe en libros de un activo o de una unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable, el activo se considera deteriorado y su valor se reduce a su importe recuperable. Al evaluar el valor en uso de un activo, los flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente mediante una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para la determinación del valor razonable menos los costos de venta se toman en cuenta transacciones recientes del mercado, si las hubiere. Si no pueden identificarse este tipo de transacciones, se utiliza un modelo de valoración que resulte apropiado. Estos cálculos se verifican contra múltiplos de valoración, cotizaciones de acciones para subsidiarias que coticen en bolsa y otros indicadores disponibles del valor razonable.

Para los activos de larga duración, a cada fecha de cierre del periodo sobre el que se informa, se efectúa una evaluación sobre si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro del valor reconocidas previamente ya no existen o hayan disminuido. Si existiese tal indicio, el Grupo efectúa una estimación del importe recuperable del activo o de la unidad generadora de efectivo. Una pérdida por deterioro del valor reconocida previamente solamente se revierte si hubo un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable del activo desde la última vez en que se reconoció una pérdida por su deterioro. La reversión se limita de manera tal que el importe en libros del activo no exceda su monto recuperable, ni exceda el importe en libros que se hubiera determinado, neto de la depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para ese activo en ejercicios anteriores. Tal reversión se reconoce en el estado de resultados.

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo mantiene un saldo de provisión por deterioro del valor de sus activos de larga duración relacionada a la C.T Ilo1, la C.T. Ilo21 y la unidad generadora de efectivo que se encuentra conformada por todas las plantas, nota 13(a).

4.2.7 Provisión por desmantelamiento de centrales

Los pasivos por desmantelamiento son reconocidos cuando el Grupo tiene la obligación de desmontar y retirar instalaciones para restaurar el sitio donde está localizado, y cuando se puede efectuar un estimado razonable del pasivo. Los costos de desmantelamiento y retiro se provisionan al valor presente de los costos esperados para cancelar la obligación, utilizando flujos de efectivo estimados, y se reconocen como parte integrante del costo de ese activo en particular. Los flujos de efectivo se descuentan a una tasa actual de mercado antes de impuestos, que refleje los riesgos específicos del pasivo. La actualización del pasivo se contabiliza como gasto a medida que se incurre y se reconoce en el estado de resultados como un costo financiero. Los costos estimados futuros de desmantelamiento y retiro se revisan anualmente y se ajustan según corresponda. Los cambios en estos costos estimados futuros o en la tasa de descuento aplicada se suman o restan del costo del activo relacionado. Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo ha reconocido provisiones por desmantelamiento por todas sus centrales de generación, nota 19.

4.2.8 Otros activos

Comprende principalmente la construcción de vía de acceso de la Central Hidroeléctrica Gitaracsa y otros proyectos terminados, los cuales se registraron al costo y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, en períodos que varían entre 1 y 80 años.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

4.2.9 Impuesto a las ganancias

Porción corriente del impuesto a las ganancias.

El impuesto a las ganancias para el período corriente se calcula por el monto que se espera será recuperado o pagado a las autoridades tributarias. Las normas legales y tasas usadas para calcular los importes por pagar son las que están vigentes en la fecha del estado de situación financiera.

Porción diferida del impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias para los períodos futuros es reconocido usando el método del pasivo por las diferencias temporales entre la base tributaria y contable de los activos y pasivos en la fecha del estado de situación financiera. Los activos y pasivos diferidos se miden utilizando las tasas de impuesto que se esperan aplicar a la renta imponible en los años en que estas diferencias se recuperen o eliminen.

Los pasivos diferidos son reconocidos para todas las diferencias temporales.

Los activos diferidos son reconocidos para todas las diferencias deducibles y pérdidas tributarias arrastrables, en la medida que sea probable que exista utilidad gravable contra la cual se pueda compensar las diferencias temporales deducibles, y se puedan usar las pérdidas tributarias arrastrables. El valor en libros del activo diferido es revisado en cada fecha del estado de situación financiera y es reducido en la medida en que sea improbable que exista suficiente utilidad imponible contra la cual se pueda compensar todo o parte del activo diferido. Los activos diferidos no reconocidos son revisados en cada fecha del estado de situación financiera.

El importe en libros de los activos y pasivos por impuestos diferidos puede cambiar a pesar de no existir cambios en el importe de las diferencias temporales correspondientes. Esto puede ser el resultado de un cambio en las tasas impositivas o leyes fiscales. En este caso, el impuesto diferido resultante se reconocerá en el resultado del ejercicio, excepto aquel impuesto diferido relacionado con partidas que previamente no fueron reconocidas en el estado de resultados integrales.

Los activos y pasivos diferidos son compensados si existe el derecho legal de compensarlos y los impuestos diferidos se relacionan con la misma entidad y autoridad tributaria.

4.2.10 Contingencias

Los pasivos contingentes son registrados en los estados financieros consolidados cuando se considera que es probable que se confirmen en el tiempo y pueden ser razonablemente cuantificados. Las contingencias posibles no se reconocen en los estados financieros consolidados, éstas se revelan en notas en los estados financieros consolidados, excepto que la posibilidad que se desembolse un flujo económico sea remota.

Los activos contingentes no se registran en los estados financieros consolidados, pero se revelan en notas cuando su grado de contingencia es probable.

4.2.11 Provisiones

Se reconoce una provisión sólo cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como consecuencia de un hecho pasado, es probable que se requiera para su liquidación un flujo de salida de recursos y puede hacerse una estimación confiable del monto de la obligación. Las provisiones se revisan periódicamente y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha de estado de situación financiera. El gasto relacionado con una provisión se muestra en el estado de resultados. Cuando el efecto del tiempo es significativo, las provisiones son

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

descuentadas a su valor presente usando una tasa que refleje los riesgos específicos relacionados con el pasivo. Cuando se efectúa el descuento, el aumento en la provisión por el paso del tiempo es reconocido como un gasto financiero.

4.2.12 Beneficios a los empleados

El Grupo tiene obligaciones de corto plazo por beneficios a sus empleados que incluyen sueldos, aportaciones sociales, gratificaciones de ley, bonificaciones por desempeño y participaciones en las utilidades. Estas obligaciones se registran mensualmente con cargo al estado de resultados, a medida que se devengan.

De acuerdo con las normas legales, la participación de los trabajadores es calculada sobre la misma base que el Grupo utiliza para calcular el impuesto a las ganancias corriente, y es presentada en el estado de resultados dentro de los rubros "Costo de ventas" y "Gastos de administración", según corresponda.

4.2.13 Reconocimiento de ingresos y costos

El ingreso es reconocido en la medida en que se satisfaga una obligación de desempeño mediante la transferencia de los bienes y servicios comprometidos al cliente. Un activo se transfiere cuando el cliente obtiene el control de ese activo.

El ingreso se reconocerá en función al precio de la transacción que se asigna a esa obligación de desempeño, a la cual el Grupo espera tener derecho a cambio de transferir los bienes y servicios comprometidos con el cliente, excluyendo los importes recaudados en nombre de terceros.

La contraprestación que se compromete en un contrato puede incluir importes fijos, importes variables o ambos.

En el caso de el Grupo, los siguientes criterios específicos se deben cumplir para que se reconozcan los ingresos:

- Los ingresos por venta de energía y potencia se facturan mensualmente en base a lecturas cíclicas, y son reconocidos íntegramente en el período en que se presta el servicio. El ingreso por venta de energía y potencia entregados y no facturados, que se genera entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes, se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como ingreso en el mes que corresponde en base a estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período.
- Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método de interés efectivo. Los intereses ganados se incluyen en la línea de ingresos financieros en el estado de resultados integrales.
- Los demás ingresos son reconocidos cuando se devengan.

Costos y gastos

Los costos y gastos se reconocen a medida que devengan, excepto por los costos de construcción, y se registran en los períodos en los cuales se relacionan.

4.2.14 Transacciones en moneda extranjera

Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros consolidados del Grupo se expresan en dólares estadounidenses que es la moneda funcional y de presentación del Grupo.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Transacciones y saldos en moneda extranjera

Se consideran transacciones en moneda extranjera a aquellas realizadas en una moneda diferente a la moneda funcional. Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente registradas en la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son posteriormente ajustados a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera. Las ganancias o pérdidas por diferencia de cambio resultante de la liquidación de dichas transacciones y de la traslación de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera a los tipos de cambio de fin de año, son reconocidas en el estado de resultados integrales. Los activos y pasivos no monetarios determinados en moneda extranjera son trasladados a la moneda funcional al tipo de cambio prevaleciente a la fecha de la transacción.

4.2.15 Clasificación de saldos en corriente y no corriente

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

4.2.16 Utilidad por acción básica y diluida

La utilidad por acción básica y diluida ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado de las acciones comunes en circulación a la fecha del estado de situación financiera.

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo no tiene instrumentos financieros con efecto dilusivo, por lo que la utilidad básica y diluida por acción es la misma por los años presentados.

4.2.17 Eventos posteriores

Los eventos posteriores al cierre del ejercicio que proveen información adicional sobre la situación financiera del Grupo a la fecha del estado de situación financiera (eventos de ajuste) son incluidos en los estados financieros consolidados. Los eventos posteriores importantes que no son eventos de ajuste son expuestos en notas a los estados financieros consolidados.

4.2.18 Segmentos

Un segmento de negocio es un componente diferenciable de una empresa que suministra un producto o servicio individual o un grupo de productos o servicios afines, y que está sujeto a riesgos y rentabilidad que son diferentes a los de otros segmentos de negocios. Un segmento geográfico es un componente diferenciable de una empresa, que está dedicado a suministrar productos o servicios dentro de un entorno económico particular y que está sujeto a riesgos y rentabilidad que son diferentes a los de los componentes que operan en otros entornos económicos. Las Compañías deberían considerar su estructura organizacional y gerencial, así como sus sistemas internos de reporte financiero a fin de identificar sus segmentos.

El único segmento para el Grupo es la venta de energía eléctrica y la prestación de servicios.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

5. Juicios, estimados y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia utilice juicios, estimados y supuestos para determinar las cifras reportadas de activos y pasivos, la exposición de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como las cifras reportadas de ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

Los estimados más significativos considerados por la Gerencia en relación con los estados financieros consolidados se refieren básicamente a:

- (i) Estimación de la vida útil de activos y desmantelamiento – notas 4.2.4, 4.2.7 y 4.2.8.

El tratamiento contable de la inversión en propiedades, planta y equipo e intangibles requiere la realización de estimaciones para determinar el periodo de vida útil a efectos de su depreciación y amortización. La determinación de las vidas útiles requiere estimaciones respecto a la evolución tecnológica esperada y los usos alternativos de los activos. Las hipótesis respecto al marco tecnológico y su desarrollo futuro implican un grado significativo de juicio, en la medida en que el momento y la naturaleza de los futuros cambios tecnológicos son difíciles de predecir.

El tratamiento contable de la provisión por desmantelamiento es reconocido cuando el Grupo tiene la obligación de desmontar y retirar instalaciones para restaurar el sitio donde está localizado, y cuando se puede efectuar un estimado razonable del pasivo.

- (ii) Impuesto a las ganancias corriente y diferido – nota 4.2.10 y nota 21

Existen diferentes interpretaciones de las normas tributarias, incertidumbre sobre los cambios en las leyes fiscales y sobre la determinación de la renta gravable. Las diferencias que surjan entre los resultados reales y las hipótesis formuladas, o cambios futuros en tales supuestos, podrían requerir ajustes futuros a los ingresos y gastos tributarios registrados.

El Grupo establece provisiones basadas en estimaciones razonables. La cuantía de dichas provisiones se basa en varios factores, como la experiencia de las auditorías fiscales anteriores y las diferentes interpretaciones de la normativa y la autoridad fiscales competente.

Los activos tributarios diferidos, incluidos los generados por pérdidas tributarias no utilizadas, requieren que la Gerencia evalúe la probabilidad de que el Grupo genere suficientes utilidades gravables en períodos futuros para utilizar los activos tributarios diferidos reconocidos. Los supuestos acerca de la generación de utilidades gravables futuras dependen de los estimados de la Gerencia sobre flujos de caja futuros. Estos estimados de utilidades gravables futuras se basan en proyecciones de flujos de caja operativos y juicios acerca de la aplicación de las leyes tributarias vigentes.

En la medida en que los flujos de caja futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de los estimados, se podría ver afectada la capacidad de el Grupo para realizar los activos tributarios diferidos netos registrados en la fecha de reporte.

- (iii) Contingencias – nota 4.2.11 y nota 30.

Por su naturaleza, las contingencias sólo se resolverán cuando uno o más eventos futuros ocurran o dejen de ocurrir. La evaluación de la existencia y monto potencial de contingencias involucra inherentemente el ejercicio de un juicio significativo y el uso de estimados sobre los resultados de eventos futuros.

- (iv) Determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y terminación - Agrupar como arrendatario – nota 4.2.5

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El Grupo determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del arrendamiento, junto con cualquier período cubierto por una opción para extender el arrendamiento si es razonablemente seguro que se ejercerá, o cualquier período cubierto por una opción para terminar el arrendamiento, si se tiene la certeza razonable de no ser ejercido.

El Grupo aplica el juicio al evaluar si es razonablemente seguro ejercer o no la opción de renovar o rescindir el arrendamiento. Es decir, considera todos los factores relevantes que crean un incentivo económico para que ejerza la renovación o la terminación.

El Grupo generalmente ejerce su opción de renovación para arrendamientos de propiedad, planta y equipo porque habrá un efecto negativo significativo en la producción si un activo de reemplazo no está fácilmente disponible. Los períodos de renovación para arrendamientos de propiedad, planta y equipo con períodos no cancelables más largos (es decir, de 10 a 15 años) no se incluyen como parte del plazo del arrendamiento, ya que no se puede ejercer razonablemente. Además, los períodos cubiertos por las opciones de terminación se incluyen como parte del plazo del arrendamiento solo cuando están razonablemente seguros de que no se ejercerán.

(v) Deterioro de activos no financieros - nota 4.2.6

El deterioro existe cuando el valor en libros de un activo o unidad generadora de efectivo (UGE) excede su importe recuperable, que es el mayor importe entre el valor razonable menos los costos de ventas y el valor en uso. El cálculo del valor razonable menos los costos de ventas se basan en los datos disponibles de las transacciones de venta vinculantes, realizadas a distancia, para activos similares o precios de mercado observables menos los costos incrementales de disposición del activo. El cálculo del valor en uso se basa en un modelo flujo de efectivo descontado. Los flujos de efectivo se derivan del presupuesto para los próximos años y no incluyen actividades de reestructuración con las que el Grupo aún no está comprometido o inversiones futuras significativas que mejorarán el rendimiento de los activos de la UGE que se está probando. El monto recuperable es sensible a la tasa de descuento utilizada para el modelo flujo de efectivo descontado, así como a las entradas de efectivo futuras esperadas y la tasa de crecimiento utilizada para fines de extrapolación.

Estas estimaciones son más relevantes para la plusvalía y otros intangibles con vidas útiles indefinidas reconocidas por el Grupo.

El Grupo ha determinado que una sola unidad generadora de efectivo, la cual se encuentra conformada por todas las centrales que opera.

6. Nuevos pronunciamientos contables aún no vigentes

Ciertas normas y modificaciones han entrado en vigencia partir del 1 de enero de 2024; sin embargo, no han tenido impacto en los estados financieros consolidados del Grupo y, por lo tanto, no han sido reveladas. El Grupo no ha adoptado anticipadamente ninguna norma, interpretación o modificación emitida, y que aún no sea efectiva.

Normas e interpretaciones publicadas, pero aún no vigentes

A continuación, se describen aquellas normas e interpretaciones relevantes aplicables al Grupo, que han sido publicadas, pero que no se encontraban aún en vigencia a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados del Grupo. El Grupo tiene la intención de adoptar estas normas e interpretaciones, según corresponda, cuando las mismas entren en vigencia.

- *Modificaciones a la NIIF 16: Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior -*

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

En septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 para especificar los requisitos que un vendedor-arrendatario utiliza al medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior, para garantizar que el vendedor-arrendatario no reconozca ningún monto de la ganancia o pérdida, que se relaciona con el derecho de uso que conserva. Las modificaciones son efectivas para los períodos de presentación de informes anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2024 y deben aplicarse retrospectivamente a las transacciones de venta y arrendamiento posterior celebradas después de la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. No se espera que las modificaciones tengan un impacto material en los estados financieros consolidados del Grupo.

- *Modificaciones a la NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes* -

En enero de 2020 y octubre de 2022, el IASB emitió modificaciones a los párrafos 69 a 76 de la NIC 1 para especificar los requisitos para clasificar pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran:

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

Además, se ha introducido un requisito para exigir la divulgación cuando un pasivo que surge de un contrato de préstamo se clasifica como no corriente y el derecho de la entidad a diferir la liquidación está supeditado al cumplimiento de obligaciones futuras dentro de los doce meses. Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales de presentación de informes que comienzan a partir del 1 de enero de 2024 y deben aplicarse retrospectivamente. No se espera que las modificaciones tengan un impacto material en los estados financieros consolidados del Grupo.

- *Acuerdos de Financiamiento con Proveedores - Modificaciones a NIC 7 y NIIF 7* -

En mayo de 2023, el IASB emitió modificaciones a la NIC 7 Estado de flujos de efectivo y a la NIIF 7 Instrumentos financieros: Divulgaciones para aclarar las características de los acuerdos de financiación de proveedores y requerir divulgación adicional de dichos acuerdos. Los requerimientos de divulgación en las modificaciones tienen como objetivo ayudar a los usuarios de los estados financieros consolidados a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad. Las modificaciones entrarán en vigor para los períodos anuales de presentación de informes que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la adopción anticipada, pero será necesario revelarla. No se espera que las modificaciones tengan un impacto material en los estados financieros consolidados del Grupo.

7. Efectivo y equivalente de efectivo

- (a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Efectivo	9	10
Cuentas corrientes (b)	53,176	37,211
Depósitos a plazo (c)	122,800	40,000
Total	175,985	77,221

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- (b) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo mantiene sus cuentas corrientes en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad, están depositados en bancos locales con una adecuada calificación de riesgo y generan intereses a tasas de mercado.
- (c) Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo mantiene diez depósitos a plazo denominados en dólares estadounidenses, de libre disponibilidad y mantenidos en bancos locales de primer orden, en los cuales devengan intereses a tasa efectiva anual entre 2.90% y 3.89% para dólares, cuyos vencimientos originales fueron iguales o menores a 90 días.

8. Cuentas por cobrar comerciales, neto

- (a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Facturas	54,638	78,548
Energía y potencia entregada no facturada (c)	67,287	73,767
	<hr/>	<hr/>
	121,925	152,315
Estimación de cobranza dudosa (e)	(881)	(2,800)
	<hr/>	<hr/>
Total	121,044	149,515

- (b) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en dólares americanos, tienen vencimiento corriente y no generan intereses con excepción de las cuentas por cobrar vencidas.
- (c) La energía y potencia entregada no facturada corresponde a la remuneración por potencia y energía que el organismo regulador del sistema interconectado nacional, COES-SINAC, asigna mensualmente a cada generador y que comunica para que sean facturados a los demás generadores o distribuidoras miembros del COES-SINAC.
- (d) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el anticuamiento del saldo de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Vigentes y no deterioradas	118,164	143,068
Entre 1 y 30 días	2,440	7,407
Entre 31 y 60 días	115	470
Entre 61 y 90 días	67	107
Más de 91 días	1,139	1,263
	<hr/>	<hr/>
Total	121,925	152,315

- (e) El movimiento de la estimación de cobranza dudosa de las cuentas por cobrar fue como sigue:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Saldos iniciales	2,800	1,699
Estimación por deterioro, nota 26	-	1,067
Recupero por actualización	(1,900)	-
Castigo Cobranza Dudosa	(19)	-
Diferencia en cambio	-	34
Saldos finales	881	2,800

La estimación por deterioro de cuentas por cobrar se determina cumpliendo con los requerimientos de la NIIF 9 (Nota 4) y de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, los saldos pendientes de cobro, sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del estado de situación financiera.

El monto de la estimación se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio. Los cobros posteriores se reconocen con crédito a los resultados del ejercicio. Los criterios básicos para dar de baja los activos financieros deteriorados contra dicha cuenta de valuación son los siguientes: (i) agotamiento de la gestión de cobranza, incluyendo ejecución de garantías; y (ii) dificultades financieras del deudor que evidencien la imposibilidad de hacer efectiva la cobranza de la cuenta por cobrar.

En opinión de la Gerencia, el saldo de la estimación por deterioro de cuentas por cobrar cubre adecuadamente el riesgo de pérdida para cuentas de cobranza dudosa al 31 de diciembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023.

9. Otras cuentas por cobrar

- (a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Anticipos a proveedores (b)	7,248	1,386
Otras cuentas por cobrar al seguro (c)	14,508	21,998
Diversas (d)	4,057	3,685
Saldo a favor del impuesto a la renta	953	-
Crédito por Impuesto General a las Ventas – IGV (e)	12,243	-
Total	39,009	27,069

- (b) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo mantiene anticipos a proveedores nacionales y del exterior principalmente relacionado con derechos de importación y suministros para mantenimiento de sus centrales.
- (c) Corresponde a reembolsos por cobrar al seguro por indemnización por siniestros acontecidos en nuestras plantas.
- (d) Este monto corresponde principalmente a cuentas por cobrar por proyectos y reclamos vinculados a terceros, cuya recuperabilidad la Gerencia del Grupo estima en el corto plazo.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

10. Inventarios, neto

- (a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Suministros y repuestos (b)	32,251	29,582
Combustibles (c)	97,831	99,135
	<hr/>	<hr/>
	130,082	128,717
Estimación de desvalorización de inventario (d)	(11,648)	(11,648)
Total	<hr/>118,803	<hr/>117,069

- (b) Corresponde principalmente a suministros y repuestos diversos que se mantienen en los almacenes del Grupo y que serán destinados al mantenimiento de las centrales de generación eléctrica.
- (c) Corresponde al diésel que mantiene el Grupo como reserva de emergencia para la generación de energía.
- (d) El movimiento de la estimación por desvalorización de inventarios durante los períodos terminados el 31 de diciembre de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 fue como sigue:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Saldos Iniciales	11,648	11,958
Estimación por desvalorización, nota 25(a)	-	30
Recupero de desvalorización	(555)	-
Castigo de Inventarios	186.00	(340)
	<hr/>	<hr/>
Saldos finales	11,279	11,648

La estimación por desvalorización de inventarios (carbón, combustible y suministros) ha sido determinada sobre la base de informes internos. En opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

11. Gastos pagados por anticipado

- (a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Contratos de opción con distribuidoras (b)	21,168	25,201
Acuerdos Comerciales	22,346	26,192
Aporte social Contrato de usufructo, nota 2(i)	4,672	5,103
Seguros	7,943	6,534
Otros	2,516	1,642
Total	58,645	64,672

Vencimientos:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Parte corriente	14,489	13,177
Parte no corriente	44,156	51,495
Saldos finales	58,645	64,672

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, incluye principalmente la modificación de los contratos de energía derivados de la aplicación de la Resolución No. 216-2018-OS/CD del 28 de diciembre de 2018 y Decreto Supremo No. 022-2018-EM del 4 de setiembre de 2018 (Contratos de opción con distribuidoras).

- (b) En aplicación del párrafo 21 (a) de la NIIF 15 “Ingresos procedentes de los contratos con clientes”, el Grupo reconoce la modificación de dichos contratos como si fuera la terminación del antiguo y la creación de uno nuevo. Para estas modificaciones, los ingresos reconocidos hasta la fecha en el contrato original (el monto asociado con las obligaciones de desempeño completadas) no se ajustan. En cambio, la parte restante del contrato original y la modificación se contabilizan, de manera prospectiva, asignando el importe del nuevo contrato a las obligaciones de desempeño por cumplir, incluidas las agregadas en la modificación.

El movimiento de las modificaciones de los contratos de energía al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es como sigue:

31/12/2024			
	Saldos		Saldos
	Iniciales	Adiciones	Deducción
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Contratos de opción	25,201	-	(4,033)
Total	25,201	-	(4,033)
			21,168

31/12/2023			
	Saldos		Saldos
	Iniciales	Adiciones	Deducción
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Contratos de opción	41,607	-	(16,406)
Total	41,607	-	(16,406)
			25,201

- (i) La disminución corresponde al devengo de los desembolsos realizados en periodos anteriores.
- (ii) En setiembre 2021, el Grupo ejerció los Derechos de Opción (de los cuales era titular conforme a adendas celebradas en el marco de lo establecido en la Disposición Complementaria Transitoria del D.S. 022-2018-EM) para extender los plazos de vigencia de Contratos de Suministro de Electricidad suscritos con empresas de distribución producto de licitaciones de largo plazo.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

12. Instrumentos financieros derivados

- (a) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo ha contratado *cross currency swap* y *interest rate swaps* con el fin de gestionar el riesgo de tasa de interés y tipo de cambio. El detalle de estos instrumentos es el siguiente:

	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto		Efecto en resultados (pérdida) ganancia		Efecto en patrimonio neto de impuesto a las ganancias	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Instrumentos financieros derivados						
de cobertura:						
Contrato swap 1ra, 2da y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos	(32,013)	(24,368)	4,662	5,259	2,211	1,009
Contrato de cobertura - Préstamos Bancarios	29,273	15,859	6,699	3,464	2,966	(1,162)
Contrato forward	-	-	(48)	-	-	-
Total	(2,740)	(8,509)	11,313	8,723	5,177	(153)
Total activo	26,263	18,832				
Total pasivo	(29,003)	(27,341)				

El movimiento los instrumentos financieros derivados por cross currency swap e interest rate swaps al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto	Efecto en resultados (pérdida) ganancia	Efecto en el resultado no realizado	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto
	1/01/2023	Nota 32, (v)		31/12/2023
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Instrumentos financieros derivados de cobertura:				
Contrato swap 1ra, 2da y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos	(24,368)	(10,780)	3,136	(32,012)
Contrato de cobertura - Préstamos	15,859	9,206	4,207	29,272
Total neto				
Total activo	(8,509)	(1,574)	7,343	(2,740)
Total pasivo	18,832			26,263

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto 1/01/2023 US\$(000)	Efecto en resultados (pérdida) ganancia Nota 32, (v) US\$(000)	Efecto en el resultado no realizado	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto 31/12/2023 US\$(000)
Instrumentos financieros derivados de cobertura:				
Contrato swap 1ra, 2da y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos	(31,713)	5,913	1,432	(24,368)
Contrato de cobertura – Préstamos	6,974	10,534	(1,649)	15,859
Total neto	(24,739)	16,447	(217)	(8,509)
Total activo	20,461			18,832
Total pasivo	(45,200)			(27,341)

El movimiento los instrumentos financieros derivados en patrimonio al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

	AI 1 de Enero de 2023 US\$(000)	AI Movimiento US\$(000)	AI 31 de Diciembre de 2023 US\$(000)	AI Movimiento US\$(000)	AI 31 de Diciembre de 2024 US\$(000)
Instrumentos financieros derivados de cobertura:					
Contrato swap 1ra, 2da y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos	2,454	1,009	3,463	2,211	5,674
Contrato forward – Préstamos	10,253	(1,162)	9,091	2,966	12,057
Totales	12,707	(153)	12,554	5,177	17,731

La variación de enero a diciembre de 2024 de los instrumentos financieros derivados por contratos swaps del Tercer Programa (1ra emisión, 2da. y 3ra. emisión Serie A y Serie B) de Bonos Corporativos que se reconoce en los resultados del periodo, incluye una ganancia de US\$9,206 la cual se compensa con la diferencia en cambio de la deuda de estos mismos bonos (US\$5,913 ganancia en el mismo periodo de 2023) (Nota 33(v)) que se presentan en el rubro diferencia en cambio, lo que origina un efecto neutro, en el estado de resultados integrales.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Instrumentos financieros derivados relacionados a Bonos Corporativos

Como resultado de las emisiones de Bonos Corporativos en soles (moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía), dentro del marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos, y para cubrirse del riesgo de futuras fluctuaciones del tipo de cambio, la Compañía decidió contratar instrumentos financieros derivados Swaps de monedas y tasas de interés denominados "Cross currency and interest rate swap". Con esto, la Compañía logra fijar los pagos en dólares durante la vigencia de los bonos.

En setiembre 2016, 2017 y posteriormente en setiembre 2018, como resultado de la 1ra., 2da., 3era. emisión - Serie A y 3era. emisión - Serie B del Tercer Programa de Bonos Corporativos, la Compañía contrató swaps de moneda y tasas de interés fijando así los pagos en dólares durante la vigencia de los bonos.

De acuerdo con lo mencionado, la Compañía intercambió lo siguiente:

Institución financiera	Bonos	Monto de emisión	Tasa de interés	Monto pactado	Tasa de interés	Tipo de cambio fijado	Swaps	
							S/(000)	US\$(000)
3er Programa								
Banco de Crédito del Perú	1ra emisión	250,000	7.1250%	76,324	3.3800%	3.2755	23/06/2026	
BBVA Continental	2da emisión	78,946	6.0000%	24,269	3.1500%	3.2530	27/06/2024	
Banco de Crédito del Perú	3ra emisión (serie A)	251,054	6.5313%	76,986	3.5500%	3.2610	27/06/2027	
Banco de Crédito del Perú	3ra emisión (serie B)	115,000	6.7188%	35,168	4.8800%	3.2700	13/06/2028	
BBVA Continental	3ra emisión (serie B)	115,000	6.7188%	35,157	4.9100%	3.2710	13/06/2028	

La ganancia generada en los cross currency swaps liquidados por el periodo enero al 31 de diciembre de 2024 fue de US\$11,313 (US\$8,723 por el mismo periodo en 2023), que se presenta en el rubro Ganancia neta por instrumentos financieros derivados, del estado de resultados integrales.

Instrumentos financieros derivados relacionado a Préstamo Corporativo de Largo Plazo

En agosto 2022, la Compañía contrató con Citibank un instrumento financiero derivado denominado "Interest Rate Swap" para el préstamo que fue otorgado por Inter-American Investment Corporation (IDB Invest) y Inter-American Development Bank (IDB) en agosto del 2022. La tasa del préstamo se compone por una tasa variable (Daily Compounded SOFR) y una tasa fija, con un Incentivo de descarbonización en la tasa de interés con la salida de Ilo21 del sistema del SEIN y confirmado por el COES.

El propósito de este instrumento financiero es fijar la tasa de interés variable (SOFR) durante la vigencia del préstamo.

Monto desembolsado y cubierto del préstamo	Swaps				
	Tasa de Interés	Monto pactado	Tasa de interés	Tipo de Vencimiento	
264,000	Compuesto SOFR	264,000	2.7270%	05/08/2033	

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

13. Propiedades, planta y equipo, neto

(a) A continuación, se presenta el movimiento del costo y depreciación acumulada:

	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transportes	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	Derecho de Uso (g)	Desmantelamiento	Total
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Costo										
Saldo al 1 de enero de 2023	8,022	901,351	1,388,549	4,500	6,289	80,483	269,248	133,354	32,964	2,824,760
Adiciones	-	9	862	249	53	1,330	71,801	-	7,149	81,453
Transferencia	-	1,942	343,479	-	-	4,577	(339,178)	(1,563)	-	9,257
Retiros	-	(13)	(14,733)	(603)	(15)	(282)	-	-	-	(15,646)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	8,022	903,289	1,718,157	4,146	6,327	86,108	1,871	131,791	40,113	2,899,824
Adiciones	-	-	2,289	116	31	913	29,291	372	-	33,012
Transferencia	-	8,602	2,340	-	120	4,060	(16,711)	-	-	(1,589)
Retiros	-	(221)	(905)	(39)	(816)	(6,914)	-	-	-	(8,895)
Por adquisición de activos	-	51,559	-	-	-	-	3,566	116	12,017	67,258
Saldo al 31 de diciembre de 2024	8,022	963,229	1,721,881	4,223	5,662	84,167	18,017	132,279	52,130	2,989,610
Depreciación acumulada										
Saldo al 1 de enero de 2023	-	241,709	540,212	2,834	2,919	50,039	-	78,916	8,661	925,290
Depreciación del ejercicio	-	22,690	63,449	414	86	2,600	-	4,847	674	94,760
Retiros	-	(9)	(4,193)	(603)	(4)	(261)	-	-	-	(5,070)
Transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	(2,725)	-	(2,725)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	-	264,390	599,468	2,645	3,001	52,378	-	81,038	9,335	1,012,255
Depreciación del ejercicio	-	18,864	56,861	282	68	2,566	-	3,688	922	83,251
Retiros	-	(221)	(903)	(14)	(815)	(6,905)	-	-	-	(8,858)
Por adquisición de activos	-	6,878	-	-	-	-	-	10	744	7,632
Saldo al 31 de diciembre de 2024	-	289,911	655,426	2,913	2,254	48,039	-	84,736	11,001	1,094,280
Estimación de deterioro										
Saldo al 1 de enero de 2023	-	-	19,195	-	-	-	-	-	8,759	27,954
Adición	-	77,665	-	-	-	-	-	-	-	77,665
Recupero, nota 27	-	(242)	(2,106)	-	-	-	-	-	-	(2,348)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	-	77,423	17,089	-	-	-	-	-	8,759	103,271
Recupero, nota 27	-	(2,369)	(1,497)	-	-	-	-	-	-	(3,866)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	-	75,054	15,592	-	-	-	-	-	8,759	99,405
Valor neto en libros										
Al 31 de diciembre de 2023	8,022	561,476	1,101,600	1,501	3,326	33,730	1,871	50,753	22,019	1,784,298
Al 31 de diciembre de 2024	8,022	598,264	1,050,863	1,310	3,408	36,128	18,017	47,543	32,370	1,795,925

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- (b) Las propiedades, planta y equipo, neto, sin incluir las obras en curso ni oficinas administrativas, clasificados por Centrales de Generación Eléctrica al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 son como sigue:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Complejo Chilca:		
ChilcaUno	334,213	352,209
ChilcaDos	97,019	103,606
Sub Total	431,232	455,815
Complejo Ilo:		
Ilo31 - Reserva Fría	132,787	143,323
Ilo41 - Nodo Energético del Sur	256,934	276,167
Otros activos complementarios	52,761	72,042
Sub Total	442,482	491,532
Central Hidroeléctrica Yuncán	24,529	4,555
Central Hidroeléctrica Quitaracsa	422,770	423,259
Central Solar Intipampa	36,344	46,341
Central Eólica Punta Lomitas	287,186	258,056
Central Eólica Dunas y Huambos	54,947	-
Sub Total	825,776	732,211
Total	1,699,490	1,679,558

- (c) El gasto por depreciación del periodo enero a setiembre de 2024 y por diciembre 2023 ha sido registrado en los siguientes rubros del estado de resultados integrales:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Costos de ventas, nota 25	106,503	43,169
Gastos de administración, nota 26	2,100	564
Total	108,603	43,733

- (d) Propiedades, planta y equipos, incluyen activos adquiridos bajo arrendamientos financieros de la siguiente forma:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	Edificaciones US\$(000)	Maquinaria y equipos US\$(000)	Total US\$(000)
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2023	141,642	897,884	1,039,526
Adiciones	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	141,642	897,884	1,039,526
Adiciones	-	-	-
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	141,642	897,884	1,039,526
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2023	43,928	245,704	289,632
Adiciones	3,684	30,010	33,694
Saldo al 31 de diciembre de 2023	47,612	275,714	323,326
Adiciones	3,684	32,318	36,002
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	51,296	308,032	359,328
Valores netos en libros			
Saldo al 31 de diciembre de 2023	94,030	622,170	716,200
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	90,346	589,852	680,198

- (e) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el Grupo tiene contratadas pólizas de seguros contra todo riesgo. Adicionalmente, el Grupo cuenta con un seguro por Lucro Cesante en caso de pérdidas económicas producto de daños a las centrales. En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguros contratadas están de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes del sector, y cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por cualquier siniestro que pudiera ocurrir, considerando el tipo de activos que posee el Grupo.
- (f) La pérdida por deterioro acumulada al 31 de diciembre de 2024 y 2023, corresponde al deterioro de activos relacionados a la C.T. Ilo1 y la C.T. Ilo21 por US\$22,357 (US\$25,980 al 31 de diciembre de 2023), debido a que sus valores en libros exceden a sus valores recuperables. Asimismo, en el 2023 se reconoció una pérdida por deterioro por la unidad generadora de efectivo conformada por todas las centrales que opera por US\$77,665. Para la determinación del valor en uso los supuestos más relevantes son: (i) escenarios de generación de energía ante el cambio climático e (ii) incremento en la tasa de descuento dada la coyuntura de tasa de interés.

El movimiento de la pérdida por deterioro acumulada al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es como sigue:

	Saldo al 01/01/2024 US\$(000)	Adiciones US\$(000)	Deducción US\$(000)	Saldo al 31/12/2024 US\$(000)
C.T. Ilo1	1,286	26	-	1,312
C.T. Ilo21	24,320	-	(3,275)	21,045
Centrales	77,665	-	(2,915)	74,750
Total	103,271	26.00	(6,190)	97,107

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	Saldo al 01/01/2023	Adiciones US\$(000)	Deducción US\$(000)	Saldo al 31/12/2023
C.T. IIo1	1,286	-	-	1,286
C.T. IIo21	26,668	-	(2,348)	24,320
Centrales	<hr/>	77,665		77,665
Total	<u>27,954</u>	<u>77,665</u>	<u>(2,348)</u>	<u>103,271</u>

- (i) La reversión de la pérdida por deterioro (US\$5,055 a diciembre 2024 y US\$2,348 a diciembre de 2023) se debe a la actualización del valor de los activos por el paso del tiempo. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Compañía estima que el valor recuperable de los activos que tienen pérdida por deterioro está registrados a su valor razonable menos los costos de disposición o su valor en uso.
- (ii) El incremento de la depreciación de los activos provisionados origina una disminución en la provisión de desvalorización. El efecto de esta depreciación y de la reversión de la provisión por desvalorización no tiene impacto en los resultados del ejercicio.
- (iii) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los activos provisionados no tienen valor de recuperación.

La Gerencia del Grupo considera que, al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no se requieren provisiones en adición a la estimación previamente reconocida para deterioro de propiedades, planta y equipo.

- (g) El derecho de uso incluye para la Compañía principalmente los desembolsos efectuados por "Derecho de contrato", "Derecho de usufructo" y el pago inicial del "Aporte Social" (Nota 2 (i)), y son amortizados en 30 años a partir del 7 de setiembre de 2005 (fecha de recepción de la C.H. Yuncán), y en sus subsidiarias incluye inmuebles que son amortizados en 25 años.

A continuación, se detallan los importes en libros de los activos por derecho de uso reconocidos y los movimientos durante el período:

	Inmuebles y Edificaciones US\$(000)	Transporte US\$(000)	Unidades de Total US\$(000)
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2023	129,249	4,105	133,354
Adiciones	14	-	14
Retiros	-	(1,577)	(1,577)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	129,263	2,528	131,791
Adiciones	65	751	816
Por adquisición de activos	1797	-	1,797
Otros movimientos	(320)	-	(320)
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	130,805	3,279	134,084
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2023	74,975	3,942	78,917

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Adiciones	3,976	871	4,847
Otros movimientos	-	(2,725)	(2,725)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	78,951	2,088	81,039
Adiciones	4,348	565	4,913
Por adquisición de activos	479	-	479
Otros movimientos	(2)	-	(2)
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	83,776	2,653	86,429
 Valores netos en libros	 	 	
Saldo al 31 de diciembre de 2023	50,312	440	50,752
Saldo al 31 de Diciembre de 2024	47,029	626	47,655

El Grupo también tiene ciertos arrendamientos de maquinarias y equipos con plazos de arrendamiento de 12 meses o menos y arrendamientos de equipos de bajo valor. Por ello, el Grupo aplica las exenciones de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo y arrendamiento de activos de bajo valor para estos arrendamientos.

A continuación, se detallan los importes en libros de los pasivos por arrendamiento (incluido en obligaciones financieras) y los movimientos durante el periodo:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Saldo Inicial	3,399	2,397
Gastos por intereses	225	222
Pagos de arrendamiento	(887)	(931)
Por adquisición de activos	1,382	-
Otros movimientos	600	-
Total	4,719	3,399

El análisis de los vencimientos de los pasivos por arrendamiento de activos por derecho de uso se revela en la nota 32(a)(iii).

- (a) Durante los periodos enero a setiembre de 2024 y 2023, el total de desembolsos en efectivo por la compra de propiedad, planta y equipo y obras en curso es el siguiente:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Alta de activos fijos	44,385	81,453
Otros desembolsos	8,665	21,231
Total	53,050	102,684

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

14. Otros activos, neto

(a) A continuación, se presenta el movimiento del costo y amortización acumulada:

	C.H. Quitaracsa (d) US\$(000)	Otros US\$(000)	Total US\$(000)
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2023	48,755	4,065	52,820
Adiciones	-	-	-
Transferencias	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	48,755	4,065	52,820
Adiciones	-	-	-
Transferencias	-	-	-
Retiros	-	(248)	(248)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	48,755	3,817	52,572
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2023	3,864	2,906	6,770
Adiciones	584	61	645
Retiros	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	4,448	2,967	7,415
Adiciones	64	-	64
Transferencias	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2024	4,512	2,967	7,479
Valores netos en libros			
Saldo al 31 de diciembre de 2023	44,307	1,098	45,405
Saldo al 31 de diciembre de 2024	44,243	850	45,093

(b) Las tasas de amortización son como siguen (expresadas en porcentajes):

	%
Carretera Quitaracsa y otros	1 - 100

(c) La distribución de la amortización por el periodo enero a setiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Costos de ventas, nota 25	1,648	588
Gastos de administración, nota 26	240	1
Total	1,888	589

(d) Un monto aproximado de US\$42,362 corresponde a la construcción de carreteras dentro de la Municipalidad Provincial de Yuracmarca y la Municipalidad de Huaylas, que son de propiedad del Estado, las cuales permiten al Grupo acceder a la Central Hidroeléctrica Quitaracsa.

Notas a los estados financieros individuales (continuación)

15. Otros pasivos financieros

(a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024			31/12/2023		
	Porción		Porción no	Porción		Porción no
	Corriente	Corriente	Total	Corriente	Corriente	Total
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Bonos corporativos (b)	25,000	204,533	229,533	21,308	232,315	253,623
Préstamos bancarios (c)	75,000	270,000	345,000	45,000	285,000	330,000
Arrendamientos NIIF 16	889	3,830	4,719	599	2,800	3,399
Total	100,889	478,363	579,252	66,907	520,115	587,022

(b) A continuación, se presenta la composición de la deuda por bonos:

Moneda	Monto	Fecha de emisión	Interés anual (%)	Pago de intereses	Vencimiento	Parte corriente		Parte no corriente		Total deuda vigente al	
						31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
origen	emitido				Vencimiento	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Primer programa de bonos											
- 3ra Emisión	US\$	10,000	Jun-08	6.3125	Semestral	Jun-28	-	-	10,000	10,000	10,000
- 6ta Emisión	US\$	25,000	Dic-10	6.5000	Semestral	Dic-25	25,000	-	-	25,000	25,000
					Total		25,000.00		10,000	35,000	35,000
Tercer programa de bonos											
- 1ra Emisión	S/	250,000	Jun-16	7.1250	Semestral	Jun-26	-	-	66,525	67,477	66,525
- 2da Emisión	S/	78,946	Jun-17	600	Semestral	Jun-24	-	21,308	-	-	21,308
- 3ra Emisión serie A	S/	251,054	Jun-17	6.5313	Semestral	Jun-27	-	-	66,805	67,760	66,805
- 3ra Emisión serie B	S/	230,000	Jun-18	6.7188	Semestral	Jun-28	-	-	61,203	62,078	61,203
								21,308	194,533	197,315	194,533
					Total		25,000	21,308	204,533	232,315	229,533

Para cubrirse de futuras fluctuaciones del tipo de cambio, por sus emisiones de bonos en soles, el Grupo contrató con bancos locales "swaps" de monedas y tasa de interés (nota 12).

En el mes de junio 2024 se realizó la cancelación de la segunda emisión del tercer programa de bonos.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(c) A continuación, se presenta la composición de los préstamos bancarios.

	Tasa de Interés (%)	Monto emitido en miles	Vencimiento	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Préstamos en dólares IDB - 1er desembolso (i)	5.0870	264,000	Ago-33	250,800	264,000
Préstamos en dólares IDB - 2do desembolso (ii)	SOFR + 2.36	36,000	Ago-33	34,200	36,000
Banco Scotiabank del Perú S.A.A.					
Préstamo en dólares (iii)	5.9900	50,000	Feb-24	-	30,000
Banco BBVA Perú					
Préstamo en dólares (iv)	5.7700	60,000	Jun-25	60,000	
Total				345,000	330,000

- (i) Este préstamo no cuenta con garantías constituidas y fue obtenido con el Inter-American Investment Corporation (IDB Invest) y con el Inter-American Development Bank (IDB) para adquisición de activos relacionados con el proyecto Punta Lomitas. La tasa del préstamo es variable (Daily Compounded SOFR + Spread) y fue fijada a una tasa de 5.087% mediante un interest rate swap. La tasa de interés que se maneja es escalonada, por lo que a partir del año 8 subiría de 5.087% a 5.587%. Existe un incentivo de descarbonización en la tasa de interés con la salida de llo21 del sistema del SEIN y confirmado por el COES.
- (ii) Este préstamo corresponde al segundo tramo del contrato de préstamo obtenido con el Inter-American Investment Corporation (IDB Invest) y con el Inter-American Development Bank (IDB) para adquisición de activos relacionados con el proyecto Punta Lomitas. La tasa del préstamo es variable (Daily Compounded SOFR + Spread) y no tiene una cobertura financiera.
- (iii) En agosto 2023 se tomó un pagaré por US\$50 millones a una tasa de 5.99% por un periodo de 180 días para eventualidades de capital de trabajo y otras necesidades de caja. En diciembre de 2023 se realizó un prepago de este préstamo por US\$20 millones y en febrero 2024 se canceló el saldo restante.
- (iv) En 2024 se tomó un pagaré por US\$60 millones a una tasa de 5.02% por un periodo de 180 días para adquisición de centrales y proyectos eólicos.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

16. Cuentas por pagar comerciales

(a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Dentro de los plazos de vencimiento (c)	66,548	75,510
Entre 1 y 30 días	1,010	707
Entre 31 y 60 días	353	121
Más de 61 días	531	1,654
Total	68,442	77,992
Vencimientos:		
Parte corriente	68,442	77,992
Parte no corriente	-	-
Saldos finales	68,442	77,992

- (b) Las cuentas por pagar comerciales están denominadas en soles y dólares estadounidenses y no generan intereses y no tienen garantías específicas.
- (c) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, incluye los servicios recibidos de proveedores locales y extranjeros, los conceptos principales se refieren a bienes y servicios recibidos no facturados relacionados a la compra de energía, potencia, peaje, combustible y suministros. El incremento en el saldo corresponde al reconocimiento de la resolución favorable obtenida por una disputa comercial.

17. Otras cuentas por pagar

(a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Tributos por pagar	9,129	14,284
Intereses por pagar sobre obligaciones financieras (b)	4,970	5,465
Provisiones por pagar	3,153	-
IGV por pagar	-	4,254
Anticipos de clientes	548	596
Diversas	9,172	7,938
Total	26,972	32,537

- (b) Al 31 de diciembre de 2024 corresponden a intereses devengados los que serán pagados conforme los cronogramas establecidos para cada una de las obligaciones financieras.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

18. Pasivos por beneficios a los empleados

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Remuneraciones y vacaciones	8,830	7,949
Participaciones a los trabajadores	4,877	4,059
Administradoras de Fondos de Pensiones - AFP	182	174
Essalud	69	62
Total	13,958	12,244

19. Provisiones

(a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Provisión por desmantelamiento (b)	54,061	39,690
Total	54,061	39,690

(b) Provisión para cierre centrales de generación –

La provisión para cierre de las centrales de generación representa el valor presente de los costos de cierre en los cuales se espera incurrir entre los años 2025 y 2096. El estimado de dichos costos de cierre está basado en estudios que han sido preparados internamente.

La provisión para cierre de las centrales de generación corresponde principalmente a actividades que deberán ser llevadas a cabo con el propósito de restaurar aquellas zonas donde estuvieron operando las centrales. Los presupuestos de cierre de las centrales de generación son revisados de manera periódica para tomar en cuenta cualquier cambio significativo que hubiera ocurrido en alguno de los estudios realizados. Sin embargo, los costos de cierre dependerán de los precios de mercado de los trabajos de cierre requeridos que reflejarán las condiciones económicas futuras. Asimismo, el momento en el que serán efectuados los desembolsos dependerá de la vida útil de cada central de generación.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el valor futuro de la provisión para cierre de las centrales de generación asciende US\$110,704 y US\$100,758, respectivamente, el mismo que ha sido descontado, obteniendo como resultado un pasivo actualizado ascendente de US\$54,061 (US\$39,690 al 31 de diciembre de 2023). La Gerencia del Grupo considera que este pasivo es suficiente para cumplir con sus compromisos en el futuro.

(c) A continuación, se presenta el movimiento de la provisión por desmantelamiento de las centrales de generación del Grupo.

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Saldo Inicial	39,690	31,917
Adición Punta Lomitas	7,149	-
Adición C.T. Ilo21	9,260	-
C.T. Dunas y Huambos	3,990	-
<i>Actualización financiera, nota 29</i>		
Ilo21	420	468
Otras plantas	993	477
Desembolsos	(292)	(321)
Saldos finales	54,061	39,690

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

20. Transacciones entre relacionadas

- (a) Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo ha efectuado las siguientes transacciones con entidades relacionadas:

	31/12/2024		31/12/2023	
	Ingresos	Gastos / Costo	Ingresos	Gastos / Costo
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Entidades relacionadas -				
<i>Engie GBS Latam</i>				
Servicios y soporte administrativo	-	(2)	-	201
<i>CEF Services S.A.</i>				
Reembolso de gastos	-	-	-	(56)
<i>Laborelec</i>				
Servicio de asesoría y consultoría	-	2,183	-	416
<i>Engie Energía Chile S.A.</i>				
Servicio de asesoría y consultoría	-	283	-	283
Reembolso de gastos	19	-	-	-
<i>Tractebel Engineering S.A</i>				
Servicio de ingeniería y consultoría para proyectos	-	26	-	60
<i>Engie Information et Technologies</i>				
Servicios informáticos y de soporte	-	-	-	-
<i>Engie University</i>				
Capacitación personal	-	35	-	-
<i>Engie Digital</i>				
Servicios de consultoría	-	22	-	60
<i>Engie S.A. -NewCorp</i>				
Aplicaciones informáticas	-	-	-	343
<i>Electrabel Corporate HQ Benelux</i>				
Aplicaciones informáticas	-	-	-	38
<i>Engie Invest International S.A</i>				
Servicios de Planilla	-	687	-	297
<i>Engie Renouvelables SAS</i>				
Servicios de Planilla	-	314	-	3
<i>Engie Information et Technologies</i>				
Servicio de asesoría y consultoría	-	38	-	-
<i>Tractebel Engineering S.A (BE)</i>				
Servicios de consultoría	-	2	-	-
<i>Engie Impact Chile SPA</i>				
<i>Servicios de consultoría</i>	-	34	-	-
<i>Engie S.A.</i>				
Proyecto GET	759	-	-	-
<i>Electrabel S.A.</i>				
Licencia Office	-	2	-	-

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- (b) Como resultado de estas y otras transacciones realizadas con entidades relacionadas a continuación, se presenta el saldo de las cuentas por cobrar y por pagar al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Por cobrar no comerciales:		
Entidad controladora		
Engie S.A.	896	0
Entidades relacionadas		
International Power PTY LTD	-	40
Laborelec	41	-
Tractebel Engineering LTDA Sucursal Perú	-	2
Engie Energia Chile S.A.	21	1
Total	958	43
Por pagar no comerciales:		
Entidad controladora		
Engie S.A.	9,396	20
Entidades relacionadas		
Laborelec	213	65
Engie GBS Latam	34	285
Engie Invest International S.A	563	219
Gr Taruca SAC	-	0
Engie Information et Technologies	143	142
Engie Digital	78	58
Engie Impact Chile SPA	35	-
Engie University	73	96
Electrabel SA	2	-
Engie Renouvelables SAS	317	2
Engie S.A.-NewCorp	397	262
CEF Services S.A.	-	118
Electrabel Corporate HQ Benielux	-	11
Engie Energía Chile	280	283
Engie Latam	-	6
Tractebel Engineering S.A.	-	47
Total	11,531	1,614

- (c) Los saldos por cobrar a entidades relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas. El saldo por pagar a Engie S.A. corresponde al la provisión relacionada al reconocimiento del intangible por la construcción y desarrollo del sistema por US\$9,396 con vencimiento no corriente desde el 2026, no generan intereses y no tienen garantías específicas. El saldo por pagar al resto de relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.
- (d) Las remuneraciones y/o compensaciones pendientes de pago y pagadas durante el periodo enero a diciembre de 2024 y 2023 a la plana gerencial, que tiene la autoridad y responsabilidad de planificar, dirigir y controlar las actividades del Grupo, se presentan a continuación:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Cuentas por pagar		
Provisión bonificaciones	334	382
Remuneraciones	134	178
Total	468	560
Desembolsos		
Beneficios corto plazo	339	276
Beneficios por terminación	116	111
Remuneraciones	1,974	869
Total	2,429	1,256

21. Impuesto a las ganancias

- (a) El gasto por el impuesto a las ganancias por el periodo enero a setiembre de 2024 y 2023 mostrado en el estado de resultados se compone de la siguiente manera:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Impuesto a las ganancias corriente	33,945	28,935
Impuesto a las ganancias de ejercicios anteriores	1,938	(343)
Impuesto a las ganancias diferido	7,888	(23,560)
Impuesto a las ganancias diferido años anteriores	-	1,579
Total	43,771	6,611

- (b) Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo presenta un impuesto a la renta por pagar, neto ascendente a US\$708 (saldo a favor por impuesto a las ganancias ascendente a US\$9,161 al 31 de diciembre de 2023).

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(c) A continuación, se presenta el movimiento del activo y pasivo diferido por impuesto a las ganancias:

	Abono (cargo) Al 1 de enero de 2023 US\$(000)	Abono al estado de resultados US\$(000)	Abono al estado de cambios en el patrimonio US\$(000)	Al 31 de diciembre de 2023 US\$(000)	Abono (cargo) al estado de resultados US\$(000)	Abono al estado de cambios en el patrimonio US\$(000)	Adquisición de activos	Al 31 de diciembre de 2024 US\$(000)
Activo diferido								
Provisión por deterioro de activos	(8,246)	(22,219)	-	(30,465)	1,655	-	-	(28,810)
Arrendamiento NIIF 16	(4,592)	(3,194)	-	(7,786)	865	-	(310)	(7,231)
Provisión para desvalorización de inventarios	(3,660)	132	-	(3,528)	-	-	-	(3,528)
Pérdida tributaria	-	-	-	-	(1,368)	-	(3,617)	(4,985)
Provisión por desmantelamiento	(3,465)	-	-	(3,465)	(57)	-	344	(3,178)
Otras provisiones	4,504	(25,358)	-	(20,854)	6,277	-	16	(14,561)
Pasivo diferido								
Diferencia en tasas de depreciación	387,448	27,189	-	414,637	3,733	-	(595)	417,775
Instrumentos financieros derivados	5,317	-	(64)	5,253	-	2,166	-	7,419
Pasivo diferido neto	377,306	(23,450)	(64)	353,792	11,105	2,166	(4,162)	362,901

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- (d) A continuación, se presenta la reconciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa legal para los períodos de enero a setiembre de 2024 y 2023:

	31/12/2024		31/12/2023	
	US\$(000)	%	US\$(000)	%
Utilidad contable antes de impuesto a las ganancias	143,780	100.00	12,609	100.00
Impuesto a las ganancias teórico	42,416	29.50	3,720	29.50
Gastos no deducibles	1,681	1.17	1,493	11.84
Donaciones	305	0.21	207	1.64
Ajustes de años anteriores y otros ajustes	(420)	(0.29)	1,191	9.45
Otros	(211)	-	-	-
Gasto por impuesto a las ganancias	43,771	30.59	6,611	52.43

22. Patrimonio neto

(a) Capital emitido

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 el capital social está representado por 601,370,011 acciones comunes, de S/1 de valor nominal cada una (equivalente a US\$0.2639), íntegramente suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2024 la estructura de participación accionaria del Grupo fue como sigue:

	Número de acciones	Total de participación (%)
Inversionistas		
International Power	371,478,629	61.77
AFP Prima-Fondo 2	48,587,457	8.08
AFP Integra-Fondo 2	47,085,617	7.83
AFP Profuturo-Fondo 2	25,116,078	4.18
Otros (920 accionistas)	109,102,230	18.14
Total	601,370,011	100.00

Al 31 de diciembre de 2024, la cotización bursátil (en la Bolsa de Valores de Lima) por acción fue de S/4.09 (S/4.65 al 31 de diciembre de 2023). Las acciones del Grupo son comunes y todas tienen el mismo derecho a voto.

(b) Capital adicional

Comprende la prima de capital, de libre disponibilidad, resultante del aumento de capital por aporte de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFPs) en 2004. Dicha prima resultó de comparar el monto de los aportes efectuados por las AFPs de US\$48,000 con el monto de US\$12,078, correspondiente al valor en dólares estadounidenses de las 42,098,992 acciones comunes emitidas de. S/1 de valor nominal, aplicando el tipo de cambio de S/3.4855 por cada US\$1.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(c) Reserva legal

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la ganancia neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de ganancias no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser destinada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta. La reserva legal puede ser capitalizada, pero igualmente debe ser repuesta. Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, la reserva legal ha alcanzado el límite requerido.

(d) Resultados acumulados

Con fecha 10 de diciembre del 2016 se promulgó el Decreto Legislativo No. 1261, que entró en vigencia el 1 de enero de 2017, el cual modificó la Ley del Impuesto a la Renta y estableció que las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, aplicarán una tasa del 5% por los ejercicios 2017 en adelante, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

(e) Distribución de dividendos

En octubre de 2015, la Junta General de Accionistas aprobó por unanimidad modificar la política de dividendos de la Compañía acordándose, entre otros, ratificar que la repartición de dividendos equivale al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según se determinen en cada ejercicio anual, o un porcentaje mayor si así se considera conveniente, y con respecto a la base de distribución, se tomará en cuenta en primer lugar a los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014, y cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015.

Durante el ejercicio 2024 se acordó distribuir y pagar dividendos por US\$28,721 que corresponde al saldo de dividendos del ejercicio 2023 y el adelanto del ejercicio 2024. El movimiento de dividendos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es como sigue:

Dividendos acordados y pagados en 2024	US\$(000)	Dividendos por acción común
15 de marzo - Junta General de Accionistas	Saldo del ejercicio 2023	14,953 0.0249
30 de octubre - Directorio	Adelanto del ejercicio 2024	13,768 0.0229
Total	28,721	0.0249
Dividendos acordados y pagados en 2023	US\$(000)	Dividendos por acción común
20 de marzo - Junta General de Accionistas	Saldo del ejercicio 2022	14,792 0.0246
06 de noviembre - Directorio	Adelanto del ejercicio 2023	15,288 0.0254
Total	30,080	0.0500

23. Utilidad por acción básica y diluida

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la ganancia neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. No se ha calculado utilidad diluida por acción común porque no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

A continuación, se presenta el cálculo de la utilidad por acción por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	2024 US\$(000)	2023 US\$(000)
Ganancia neta atribuida a los accionistas comunes	93,191	6,000
Promedio ponderado del número de acciones comunes:		
En circulación al inicio del periodo	601,370,011	601,370,011
En circulación durante el periodo	<u>601,370,011</u>	<u>601,370,011</u>
Total	<u>0.164</u>	<u>0.010</u>

24. Ingresos por ventas

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Venta de energía	488,531	464,353
Venta de potencia	194,744	195,045
Venta de peaje	2,837	3,494
Otros ingresos	<u>38,105</u>	<u>8,911</u>
Total	<u>724,217</u>	<u>671,803</u>

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía cuenta con 56 clientes libres que representan 49.4% de los ingresos por venta de energía y potencia (77 clientes libres que representan 55.5% al 31 de diciembre de 2023) y 12 empresas distribuidoras que representan un 50.6% de los mismos (12 empresas distribuidoras que representaban un 44.6% al 31 de diciembre de 2023).

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

25. Costo de ventas

(a) A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Consumo de combustibles	187,470	307,323
Compra de peaje	7,106	10,364
Compra de energía y potencia (b)	138,350	71,209
Cargas de personal	28,584	23,679
Consumo de suministros y repuestos	5,411	5,110
Derecho de usufructo y aporte social	431	431
Aporte 1 % Empresas Eléctricas	5,577	6,348
Mantenimiento de equipos industriales	8,898	8,991
Otros gastos de generación	44,873	32,131
Provisión adicional por desmantelamiento	9,260	-
Depreciación, nota 13	106,837	93,896
Amortización, nota 14	1,314	588
Otros	196	258
Total	544,307	307,323

(b) Incluye costo devengado de los acuerdos de opción relacionadas a la extensión de los contratos con empresas distribuidoras conforme al Decreto Supremo 022-2018-EM de fecha 4 de setiembre de 2018, nota 11(b).

26. Gastos de administración

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Gastos de personal	16,784	13,246
Servicios prestados por terceros	8,861	6,812
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	158	83.00
Tributos	541	654.00
Cargas diversas de gestión y otros	1,808	2,514.00
Depreciación, nota 13	2,100	1,179.00
Amortización, nota 14	240	1.00
Provisión de cobranza dudosa NIIF 9, nota 8	-	1,067.00
Total	30,492	25,556

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

27. Otros ingresos y gastos

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Recupero de desvalorización, nota 13(a)	5,055	2,348
Provisión cobranza dudosa NIIF 9, nota 8	1,900	-
Recupero de otras provisiones	555	-
Venta de suministros y activo fijo	163	148
Indemnizaciones Seguros	-	34,593
Otros	4,393	2,071
Total	12,066	39,160

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Deterioro de activos, nota 13	-	77,665
Costo neto de enajenación	14	11,182
Otros	5,741	6,593
Total	5,755	95,440

28. Ingresos y gastos financieros

A continuación, presentamos la composición del rubro:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Ingresos financieros		
Intereses sobre depósitos bancarios	5,909	4,709
Intereses sobre Cuentas por cobrar	16,119	-
Otros	646	784
Total	22,674	5,493
Gastos financieros		
Intereses de bonos	11,934	17,035
Intereses de arriendos	607	222
Intereses de préstamos	30,070	12,301
Otros	3,032	2,146
Total	45,643	31,704

29. Situación tributaria

- (a) El Grupo está sujeta al régimen tributario peruano. La tasa del impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 fue de 29.5%, sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5% sobre la utilidad imponible.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

En julio de 1998, la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), autorizó a la Compañía a llevar su contabilidad, a partir de 1998, en moneda extranjera (dólares estadounidenses), conforme a lo dispuesto en el Código Tributario.

Las personas jurídicas no domiciliadas en el Perú y las personas naturales están sujetas a la retención de un impuesto adicional sobre los dividendos recibidos. Al respecto, en atención a lo dispuesto por el referido Decreto Legislativo N° 1261, el impuesto adicional a los dividendos por las utilidades generadas será el siguiente:

- 6.8% por las utilidades generadas desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2016.
- Por las utilidades generadas a partir del 1 de enero de 2017, cuya distribución se efectúe a partir de dicha fecha, la tasa aplicable será de 5%.

Las Subsidiarias llevan su contabilidad en Soles.

- (b) Para propósito de la determinación del Impuesto a las ganancias, los precios de transferencia de las transacciones con empresas relacionadas y con empresas residentes en territorios de baja o nula imposición, deben estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valoración utilizados y los criterios considerados para su determinación. Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores legales opinan que, como consecuencia de la aplicación de estas normas, no surgirán contingencias de importancia para la Compañía al 31 de diciembre de 2024 y de 2023.

El 1 de enero de 2017 entró en vigencia el Decreto Legislativo N°. 1312 que modificó el Art. 32 A de la Ley del impuesto a las ganancias, dispositivo legal que regula los precios de transferencia. Asimismo, el 17 de noviembre del mismo año se publicó la norma reglamentaria Decreto Supremo N°. 333-2017 EF y en el mes de enero de 2018 se publicó la Resolución de Superintendencia N° 014-2018/SUNAT, norma que regula la presentación de la declaración informativa para reporte local. A la fecha, la Compañía ha declarado sus reportes locales hasta el 2020.

- (c) En julio de 2018 se publicó la Ley N°. 30823, por la cual, el Congreso delegó en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en diversos temas, entre ellos, en materia tributaria y financiera. En este sentido, las principales normas tributarias emitidas son las siguientes:

- (i) Se modificó a partir del 1 de enero de 2019 el tratamiento aplicable a las regalías y retribuciones por servicios prestados por no domiciliados, eliminando la obligación de abonar el monto equivalente a la retención con motivo del registro contable del costo o gasto, debiendo ahora retenerse el impuesto a la renta con motivo del pago o acreditación de la retribución. Para que dicho costo o gasto sea deducible para la empresa local, deberá haberse pagado o acreditado la retribución hasta la fecha de presentación de la declaración jurada anual del impuesto a la renta (Decreto Legislativo N°. 1369).
- (ii) Se establecieron las normas que regulan la obligación de las personas jurídicas y/o entes jurídicos de informar la identificación de sus beneficiarios finales (Decreto Legislativo N°.1372). Estas normas son aplicables a las personas jurídicas domiciliadas en el país, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Ley de Impuesto a la Renta, y a los entes jurídicos constituidos en el país. La obligación alcanza a las personas jurídicas no domiciliadas y a los entes jurídicos constituidos en el extranjero, en tanto: a) cuenten con una sucursal, agencia u otro establecimiento permanente en el país; b) la persona natural o jurídica que gestione el patrimonio autónomo o los fondos de inversión del exterior, o la persona natural o jurídica que tiene calidad de protector o administrador, esté domiciliado en el país; c) cualquiera de las partes

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

de un consorcio esté domiciliada en el país. Esta obligación será cumplida mediante la presentación a la Autoridad Tributaria de una Declaración Jurada informativa, que deberá contener la información del beneficiario final y ser presentada, de acuerdo con las normas reglamentarias y en los plazos que se establezcan mediante Resolución de Superintendencia de la SUNAT. De acuerdo con la Resolución SUNAT 185-2019-SUNAT, la obligación se aplicará de forma gradual, empezando con aquellos contribuyentes que, al 30 de noviembre de 2019, tengan la calidad de principales contribuyentes. A la fecha, la Compañía viene cumpliendo con las disposiciones para la identificación de sus beneficiarios finales.

- (iii) Se modificó el Código Tributario en la aplicación de la norma antielusiva general (Norma XVI del Título Preliminar del Código Tributario (Decreto Legislativo N°. 1422).
Como parte de esta modificación se prevé un nuevo supuesto de responsabilidad solidaria, cuando el deudor tributario sea sujeto de la aplicación de las medidas dispuestas por la Norma XVI en caso se detecten supuestos de elusión de normas tributarias; en tal caso, la responsabilidad solidaria se atribuirá a los representantes legales siempre que hubieren colaborado con el diseño o la aprobación o la ejecución de actos o situaciones o relaciones económicas previstas como elusivas en la Norma XVI. Tratándose de sociedades que tengan Directorio, corresponde a este órgano societario definir la estrategia tributaria de la entidad debiendo decidir sobre la aprobación o no de actos, situaciones o relaciones económicas a realizarse en el marco de la planificación fiscal, siendo esta facultad indelegable. Los actos, situaciones y relaciones económicas realizados en el marco de planificaciones fiscales e implementados a la fecha de entrada en vigencia del Decreto Legislativo N°. 1422 (14 de setiembre de 2018) y que sigan teniendo efectos, deben ser evaluados por el Directorio de la persona jurídica para efecto de su ratificación o modificación hasta el 29 de marzo de 2019, sin perjuicio de que la Gerencia u otros administradores de la sociedad hubieran aprobado en su momento los referidos actos, situaciones y relaciones económicas.
Asimismo, se ha establecido que la aplicación de la Norma XVI, en lo que se refiere a la re-caracterización de los supuestos de elusión tributaria, se producirá en los procedimientos de fiscalización definitiva en los que se revisen actos, hechos o situaciones producidos desde el 19 de julio de 2012.
- (iv) Se incluyeron modificaciones a la Ley del Impuesto a la Renta, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019, para perfeccionar el tratamiento fiscal aplicable a (Decreto Legislativo N°. 1424):
- Las rentas obtenidas por la enajenación indirecta de acciones o participaciones representativas del capital de personas jurídicas domiciliadas en el país. Entre los cambios más relevantes, se encuentra la inclusión de un nuevo supuesto de enajenación indirecta, que se configura cuando el importe total de las acciones de la persona jurídica domiciliada cuya enajenación indirecta se realice sea igual o mayor a 40,000 UIT.
 - Los establecimientos permanentes de empresas unipersonales, sociedades y entidades de cualquier naturaleza constituidas en el exterior. A tal efecto, se han incluido nuevos supuestos de establecimiento permanente, entre ellos, cuando se produzca la prestación de servicios en el país, respecto de un mismo proyecto, servicio o para uno relacionado, por un período que en total exceda de 183 días calendario dentro de un período cualquiera de doce meses.
 - El régimen de créditos contra el Impuesto a la Renta por impuestos pagados en el exterior, para incorporar al crédito indirecto (impuesto corporativo pagado por subsidiarias del exterior) como crédito aplicable contra el Impuesto a la Renta de personas jurídicas domiciliadas, a fin de evitar la doble imposición económica.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- La deducción de gastos por intereses para la determinación del Impuesto a la Renta empresarial. En los años 2019 y 2020, el límite de endeudamiento fijado en tres veces el patrimonio neto al 31 de diciembre del año anterior fue aplicable, tanto a préstamos con partes vinculadas, como a préstamos con terceros contraídos a partir del 14 de setiembre de 2018. A partir del 2021 el límite para la deducción de gastos financieros será equivalente al 30% del EBITDA tributario de la entidad.
- (v) Se han establecido normas para el devengo de ingresos y gastos para fines tributarios a partir del 1 de enero de 2019 (Decreto Legislativo No 1425). Hasta el año 2018 no se contaba con una definición normativa de este concepto, por lo que en muchos casos se recurría a las normas contables para su interpretación. En términos generales, con el nuevo criterio, para fines de la determinación del Impuesto a la Renta se considerará si se han producido los hechos sustanciales para la generación del ingreso o gasto acordados por las partes, que no estén sujetos a una condición suspensiva, en cuyo caso el reconocimiento se dará cuando ésta se cumpla; no se tendrá en cuenta la oportunidad de cobro o pago establecida; y, si la determinación de la contraprestación depende de un hecho o evento futuro, se diferirá el total o la parte del ingreso o gasto que corresponda hasta que ese hecho o evento ocurra".

El 31 de marzo de 2021, se publicó la Resolución de Superintendencia 044-2021/SUNAT en la cual se establecieron las nuevas tasas de interés moratorio vigentes desde el 1 de abril de 2021, así pues, la tasa de interés moratorio en moneda nacional pasó de 1 a 0.9. Por otro lado, el 31 de marzo de 2020, mediante la Resolución de Superintendencia 066-2020/SUNAT en la cual se establecieron nuevas tasas de interés moratorio vigente desde el 1 de abril de 2020; así pues, la tasa de interés moratorio en moneda nacional pasó de 1.2 a 1 y en el caso de moneda extranjera pasó de 0.6 a 0.5; asimismo, las tasas de interés por devolución de pagos indebidos o en exceso en moneda nacional pasaron de 0.50 a 0.42 mientras que la moneda extranjera pasó de 0.30 a 0.25; en el caso del interés por devolución por retención y/o percepciones no aplicadas del IGV pasó de 1.2 a 1.

Mediante el Decreto Legislativo No. 1488, publicado el 10 de mayo de 2020, se establece, de manera excepcional y temporal, un régimen especial de depreciación para los contribuyentes del Régimen General del Impuesto a la Renta, cuyos aspectos principales son los siguientes:

- A partir del ejercicio 2021, edificios y construcciones adquiridos en los ejercicios 2020 al 2022, se depreciarán aplicando un porcentaje anual del 20% hasta su total depreciación, siempre que se cumplan con las condiciones siguientes:
 - (i) Sean totalmente afectados a la producción de rentas gravadas de tercera categoría.
 - (ii) La construcción se hubiera iniciado a partir del 1 de enero de 2020. Para estos efectos, se entiende como inicio de la construcción el momento en que se obtenga la licencia de edificación u otro documento que establezca el Reglamento.
 - (iii) Hasta el 31 de diciembre de 2022, la construcción tenga un avance de obra de por lo menos el 80%. Tratándose de construcciones que no hayan concluido hasta el 31 de diciembre de 2022, se presume que el avance de obra a dicha fecha es menor al 80%, salvo que el contribuyente pruebe lo contrario. Se entiende que la construcción ha concluido cuando se haya obtenido del municipio la conformidad de obra u otro documento que establezca el Reglamento.
- A partir del ejercicio 2021, los bienes adquiridos en los ejercicios 2020 al 2021, afectados a la producción de rentas gravadas, se depreciarán aplicando los siguientes porcentajes anuales hasta su total depreciación:
 - Equipos procesadores de datos: 50%
 - Maquinaria y equipo: 20%

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

- Vehículo de transporte terrestre (excepto ferrocarriles) con tecnología EURO IV, Tier II y EPA 2007, empleados por empresas autorizadas: 33.3%
- Vehículo de transporte terrestre (excepto ferrocarriles) híbridos o eléctricos.

(d) El 19 de diciembre de 2023, fue publicada la Ley No. 31962 "Ley que sincera los intereses por devoluciones de pagos de tributos en exceso o indebidos, por retenciones o percepciones no aplicadas del Impuesto General a las Ventas y actualización de multas, vigente del 01 de enero de 2024 que busca equiparar las tasas de interés que se apliquen a los pagos en exceso o indebidos y la devolución de las retenciones o percepciones independientemente de si fue ocasionado por la SUNAT o por otro motivo.

Debido a ello a partir del 2024 Respecto a las devoluciones indebidas, deberá aplicarse la tasa pasiva de mercado promedio para operaciones en moneda nacional (TIPMN), publicada por la SBS el último día hábil del año anterior. Para la actualización de multas, se deberá aplicar la tasa de interés fijada por el Banco Central de Reserva del Perú a las multas que no fueron pagadas. Dicho interés se aplica desde la fecha en que se exige el pago de la multa al deudor por parte de la SUNAT.

El interés aplicable a las devoluciones de las retenciones o percepciones no aplicadas del IGV es únicamente la TIM de 0.9 % mensual, anteriormente, podía ser tanto la TIM cuanto la TIPMN, dependiendo del caso.

Dicho interés se aplica entre la fecha de presentación o de vencimiento de la declaración mensual donde conste el saldo acumulado de las retenciones o percepciones por el cual se solicita la devolución, lo que ocurra primera, y la fecha en que se ponga a disposición del solicitante la devolución respectiva.

(e) Las autoridades tributarias tienen la facultad de revisar y, de ser aplicable, corregir el impuesto a la renta y el impuesto general a las ventas calculado por la Compañía en los cuatro años posteriores al año de la presentación de la declaración de impuestos. Al 31 de diciembre de 2024 las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias de los años , 2020, 2021, 2022 y 2023 y del impuesto general a las ventas de enero 2020 a diciembre 2024 se encuentran pendientes de revisión por parte de las autoridades tributarias. A la fecha, SUNAT está fiscalizando el impuesto a la renta del 2022.

Al cierre de las fiscalizaciones del impuesto a la renta de los ejercicios 2016, 2017, 2018, la Compañía aceptó algunas de las observaciones de la Superintendencia de Administración Tributaria (SUNAT), básicamente con efectos temporales, y actualmente ha procedido a iniciar procesos de apelación ante el Tribunal Fiscal por las otras observaciones.

Ahora bien, debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales vigentes, a la fecha no es posible determinar si las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones fiscales y de los procesos de apelación antes indicados, sería aplicable a los resultados del ejercicio en que éstos se determinen. Sin embargo, en opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, cualquier eventual liquidación adicional de impuesto no sería significativa para los estados financieros individuales al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

(f) De acuerdo con lo establecido por la Ley del Impuesto a la Renta y sus modificatorias, las empresas establecidas en el Perú que hayan generados pérdidas tributarias podrán aplicarlos para disminuir el impuesto a las ganancias a pagar en los ejercicios futuros mediante uno de los dos métodos que voluntariamente opten:

i. Método A -

La pérdida tributaria podrá ser utilizada hasta cuatro años después de haberse generado.

ii. Método B -

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

La pérdida tributaria se podrá compensar con utilidades futuras año tras año hasta su extinción final, aplicando el 50% a sus utilidades gravable.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no poseía pérdida tributaria por compensar.

30. Contingencias

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo tiene pendiente de resolver procesos judiciales y arbitrales, así como procedimientos administrativos y tributarios relacionados con las actividades que desarrolla. En opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, se han registrado los pasivos que se consideran apropiados con base en la información disponible al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 y se estima no resultarán pasivos adicionales a los ya registrados por el Grupo. A este respecto, a continuación, se presenta una breve descripción de determinadas controversias del Grupo:

(a) Activos Contingentes

- Al 31 de diciembre de 2023, EL Grupo mantuvo una controversia contractual, que de acuerdo con la opinión legal externa se consideró con alta probabilidad de éxito. A la fecha, dicha controversia se ha resuelto de manera favorable al Grupo.

(b) Pasivos Contingentes

- Mantenemos una controversia con un proveedor derivada de la resolución contractual ejercida por el Grupo que podría derivar en un proceso arbitral. Un resultado desfavorable en este proceso arbitral podría derivar en una contingencia para el Grupo; sin embargo, en opinión de nuestros asesores externos, el Grupo cuenta con sólidos fundamentos legales ante un eventual proceso arbitral.
- Mantenemos una controversia con una autoridad local derivada de un procedimiento tributario referido al cálculo de impuestos municipales de una de nuestras sedes operativas. Un resultado desfavorable en este procedimiento podría derivar en una contingencia para el Grupo; sin embargo, en opinión de nuestros asesores externos, el Grupo cuenta con sólidos fundamentos legales frente a este procedimiento.

31. Compromisos

(a) Contratos de venta de energía

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo mantiene los siguientes contratos de venta vigentes:

Contratos por Licitación	Potencia Contratada		
	Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)	
Largo plazo			
Luz del Sur	ED-01-2009-LP	38.36	38.36
Luz del Sur	ED-02-2009-LP	20.95	20.95
Luz del Sur	ED-03-2009-LP	26.94	26.94
Luz del Sur	LDS-01-2011-LP	97.48	97.48
Total Luz del Sur		183.73	183.73
Enel Distribución Perú	ED-01-2009-LP	30.10	30.10
Enel Distribución Perú	ED-02-2009-LP	15.75	15.75

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Enel Distribución Perú	ED-03-2009-LP	30.65	30.65
Enel Distribución Perú	LDS-01-2011-LP	10.66	10.66
Enel Distribución Perú	LDS-01-2011-LP-II	8.07	8.07
Total Enel Distribución Perú		95.23	95.23
Seal	ED-01-2009-LP	6.21	6.21
Seal	ED-02-2009-LP	3.93	3.93
Seal	ED-03-2009-LP	5.59	5.59
Total Seal		15.73	15.73
Electronoroeste	ED-01-2009-LP	15.31	15.31
Electronoroeste	ED-02-2009-LP	5.93	5.93
Electronoroeste	HID-2009-LP	6.14	6.14
Total Electronoroeste		27.38	27.38
Electrosureste	ED-03-2009-LP	4.01	4.01
Total Electrosureste		4.01	4.01
Hidrandina	HID-2009-LP	7.64	7.64
Total Hidrandina		7.64	7.64
Electronorte	HID-2009-LP	4.23	4.23
Total Electronorte		4.23	4.23
Electrosur	ED-03-2009-LP	3.06	3.06
Total Electrosur		3.06	3.06

Contratos por Licitación	Potencia Contratada	
	Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)
Largo plazo		
Edecañete	LDS-01-2011-LP	0.81
Edecañete	LDS-01-2011-LP-II	0.61
Total Edecañete		1.42
Electropuno	ED-03-2009-LP	2.69
Total Electropuno		2.69
Total Contratos por Licitación	345.12	345.12

Contratos bilaterales	Potencia Contratada	
	Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Coelvisac	21.00	21.00
Distriluz	58.38	58.33
Edelnor	150.00	150.00
Electronoroeste	2.50	2.50
Electrosur	15.00	15.00
ElectroSurEste	57.95	57.95
ElectroUcayali	2.10	2.10
Seal	41.86	41.86
Total contratos bilaterales	348.79	348.74

Total Regulados	693.91	693.86
------------------------	---------------	---------------

Contratos Clientes Libres	Potencia Contratada	
	Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)
Administradora Jockey Plaza Shopping Center S.A.	17.00	17.00
Anglo American Quellaveco S.A.	187.40	187.40
Austral Group S.A.A.	10.00	10.00
Casa Grande S.A.A.	6.00	6.00
Compania Minera Antamina S.A.	170.00	170.00
Corporacion Electrica Del Ecuador Celec Ep	40.00	40.00

Contratos Clientes Libres	Potencia Contratada	
	Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)
EsmERALDA Corp S.A.C.	10.00	10.00
Gloria S.A	32.00	32.00
Industrias Cachimayo S.A.	29.00	29.00
Inversiones San Borja S.A.	5.58	5.58
Lima Airport Partners S.R.L.	24.80	24.80
Linde Peru S.R.L.	5.90	5.90
Marcobre S.A.C.	84.00	84.00
Nexa Resources Cajamarquilla S.A.	120.00	-
Parque Lambramani S.A.C	6.06	6.06
Pesquera Diamante S.A.	12.00	12.00
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	170.00	170.00
Trupal S.A.	25.00	25.00
Yura S.A.	62.00	70.00
Otros	57.56	77.03
Total Contratos Clientes Libres	1,074.30	981.77

Total contratos (Regulados + Libres)	1,768.21	1,675.63
---	-----------------	-----------------

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(b) Fianzas y garantías otorgadas

Las principales cartas fianza y garantías que tiene el Grupo son:

- (i) El Grupo mantiene, por fiel cumplimiento del contrato de usufructo de Yuncán, garantía por US\$2,000 a favor de Activos Mineros S.A.C.
- (ii) A favor del Ministerio de Energía y Minas US\$27,500 por el proyecto Nodo Energético – fiel cumplimiento compromiso de inversión.
- (iii) A favor del Ministerio de Energía y Minas US\$4,500 por el proyecto Reserva Fría de Generación - Planta Ilo – Garantía de Operación.
- (iv) Carta fianza por el monto de S/32,877,834, para garantizar el cumplimiento de sentencia emitida por la Sala Mixta de Ilo, mientras se resuelva el recurso de casación presentado, en el marco de un proceso judicial en trámite.
- (v) Carta fianza por el monto de US\$2,000 para garantizar el Concurso de Proyectos Integrales para la entrega en concesión de los proyectos “Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)”, “Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo”, e, “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)”.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

32. Objetivos y políticas de gestión del riesgo financiero

(a) Gestión de riesgo financiero

El Grupo está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

(i) Marco de gestión de riesgo

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La División de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos. Este departamento identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgo del Grupo son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por el Grupo, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades del Grupo.

El Grupo, a través de sus normas y procedimientos de gestión, pretende desarrollar un ambiente de control disciplinado y constructivo en el que todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

(ii) Riesgo de crédito

Los activos financieros del Grupo potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito corresponden principalmente a depósitos en bancos y cuentas por cobrar presentados en el estado de situación financiera.

El Grupo mitiga la concentración y riesgo de crédito a través de la política de depositar sus fondos excedentes en entidades financieras locales de primer nivel.

De otro lado, el riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, es históricamente muy bajo dado el corto plazo de cobro a los clientes, que hace que no acumulen individualmente montos significativos.

La Gerencia del Grupo evalúa periódicamente el riesgo crediticio de su cartera de clientes, sobre la base de una metodología diseñada por su matriz, que toma en cuenta factores como: liquidez, endeudamiento, rentabilidad, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales, entre otros.

La Gerencia estima que los montos deteriorados por más de 30 días aún son enteramente recuperables sobre la base del comportamiento de pago histórico y análisis del riesgo de crédito del cliente, incluidas sus calificaciones de créditos cuando están disponibles.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(iii) Riesgo de liquidez

La Gerencia tiene conocimiento que el riesgo de liquidez implica disponer de suficiente efectivo y equivalentes de efectivo y tener la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de diversas fuentes de crédito. El Grupo cuenta con adecuados niveles de efectivo y equivalentes de efectivo y líneas de crédito disponibles.

El siguiente cuadro presenta el perfil de vencimientos de los pasivos financieros del Grupo sobre la base de las obligaciones contractuales no descontadas:

	Menos de 1 año US\$(000)	1 a 2 años US\$(000)	2 a 5 años US\$(000)	Más de 5 años US\$(000)	Total US\$(000)
31/12/2024					
Otros pasivos financieros:	129,071	109,870	273,121	203,694	715,756
Arrendamientos NIIF 16	953	707	1,996	1,503	5,159
Cuentas por pagar comerciales	68,442	-	-	-	68,442
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	11,531	-	-	-	11,531
Otras cuentas por pagar	17,843	-	-	-	17,843
Total	227,840	110,577	275,117	205,197	818,731
31/12/2023					
Otros pasivos financieros:	69,454	33,481	413,860	204,497	721,292
Arrendamientos NIIF 16	599	589	1,485	722	3,395
Cuentas por pagar comerciales	77,992	-	-	-	77,992
Otras cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,614	-	-	-	1,614
Otras cuentas por pagar	13,999	-	-	-	13,999
Total	163,658	34,070	415,345	205,219	818,292

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El cuadro anterior no incluye los derivados financieros de cobertura, debido a que la Gerencia considera que dichos contratos se liquidan efectivamente en una base neta; en consecuencia, a continuación, se presenta el flujo de los derivados de cobertura y la reconciliación de los importes equivalentes a los valores contables del flujo neto descontado generado por estos instrumentos:

	Menos de 3 meses US\$(000)	Entre 3 meses y 1 años US\$(000)	1 a 5 años US\$(000)	Más de 5 años US\$(000)	Total US\$(000)
Cuentas por pagar comerciales					
Liquidación neta - Activo - Cross Currency Swap	1,933	7,326	19,673	6,354	35,286
Total	1,933	7,326	19,673	6,354	35,286
	Menos de 3 meses US\$(000)	Entre 3 meses y 1 años US\$(000)	1 a 5 años US\$(000)	Más de 5 años US\$(000)	Total US\$(000)
Cuentas por pagar comerciales					
Liquidación neta - Activo - Cross Currency Swap	2,930	7,493	25,287	6,354	42,064
Total	2,930	7,493	25,287	6,354	42,064

Cambios en los pasivos que provienen de las actividades de financiamiento -

A continuación, se presentan los cambios en los pasivos que provienen de las actividades de financiamiento por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Saldo al 1 de enero de 2024 US\$(000)	Flujo de caja US\$(000)	Efecto por tipo de cambio US\$(000)	Otros US\$(000)	Saldo al 30 de setiembre de 2024 US\$(000)
Otros pasivos financieros:					
Préstamos de entidades bancarias	330,000	12,295	2,705	-	345,000
Bonos	253,623	(24,269)	179	-	229,533
Dividendos por pagar	-	(27,661)	-	27,661	-
Total	583,623	(39,635)	2,884	27,661	574,533

	Saldo al 1 de enero de 2023 US\$(000)	Flujo de caja US\$(000)	Efecto por tipo de cambio US\$(000)	Otros US\$(000)	Saldo al 31 de diciembre de 2023 US\$(000)
Otros pasivos financieros:					
Préstamos de entidades bancarias	356,430	(120,000)	10,534	83,036	330,000
Bonos	247,711	-	5,913	(1)	253,623
Dividendos por pagar	-	(30,408)	-	30,408	-
Total	604,141	(150,408)	16,447	113,443	583,623

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

(iv) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en los precios del mercado. Los instrumentos financieros afectados por el riesgo de mercado incluyen los préstamos y depósitos mantenidos por el Grupo.

Los análisis de sensibilidad que se ilustran en las próximas secciones se vinculan con la posición al 31 de diciembre de 2024 y 2023, y se prepararon sobre la base de que el monto de deuda neta, la proporción de interés fijo y variable y la proporción de los instrumentos financieros en monedas extranjeras, permanecen constantes.

(v) Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en las tasas de cambio.

El Grupo minimiza su riesgo de tipo de cambio con una política de cobertura formulada sobre la base de los flujos de caja proyectados y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a dólares estadounidenses y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. El resultado de mantener saldos en moneda extranjera para el Grupo al 31 de diciembre de 2024 fue una pérdida de US\$1,723 (ganancia de US\$460 al 31 de diciembre de 2023), la que se presenta en el rubro “Diferencia de cambio neta” del estado de resultados integrales.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Al 31 de diciembre de 2024, el tipo de cambio ponderado publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) para las transacciones en dólares estadounidenses era de US\$0.2653/PEN para las operaciones de venta y US\$0.2661/PEN para compra (US\$0.2693 venta y US\$0.2699 compra al 31 de diciembre de 2023), y se resumen como sigue:

	31/12/2024 S/(000)	31/12/2023 S/(000)
Activos		
Efectivo y equivalente de efectivo	35,977	17,144
Cuentas por cobrar comerciales, neto	203,178	355,909
Otras cuentas por cobrar, neto	215,500	246,603
Total	454,655	619,656
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	94,956	84,173
Pasivos por beneficio a los empleados	33,715	16,758
Otras cuentas por pagar	37,920	64,186
Obligaciones financieras	747,933	971,677
Total	914,524	1,136,794
Deuda neta de cobertura	(747,933)	(971,677)
Total posición activa neta	288,063	454,539

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio está formulada sobre la base de los flujos de caja proyectados y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a soles y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

A continuación, se presenta el análisis de sensibilidad, asumiendo un cambio (revaluación / devaluación) razonablemente posible en el tipo de cambio del dólar estadounidense (US\$), para este análisis ha considerado que todas las demás variables permanecerán constantes sobre los saldos de activos y pasivos monetarios anteriormente reflejados y que tendrían un impacto en la utilidad antes de impuesto a la renta del Grupo como resultado de los cambios en el valor razonable de los activos y pasivos en moneda extranjera.

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, se compone de lo siguiente:

	Aumento (disminución) en el tipo de cambio	Efecto en la utilidad antes del impuesto a las ganancias	US\$(000)
31/12/2024			
U.S. Dólares / Soles	10%	11,130	
U.S. Dólares / Soles	-10%	(13,605)	
31/12/2023			
U.S. Dólares / Soles	10%	12,652	
U.S. Dólares / Soles	-10%	(15,461)	

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, la ganancia por diferencia en cambio, se compone de lo siguiente:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Activos		
Diferencia en cambio partidas monetarias	(1,724)	460
Diferencia en cambio Bonos Corporativos y préstamos	1,576	(16,447)
Instrumentos financieros derivados de Bonos Corporativos (nota 12)	(10,781)	10,534
Instrumentos financieros derivados de préstamos (nota 12)	9,206	5,913
Instrumentos financieros derivados de préstamos (nota 12)	-	-
Total	(1,723)	460

(vi) Riesgo de tasa de interés

El Grupo no tiene activos significativos que generan intereses; los ingresos y los flujos de efectivo operativos del Grupo son independientes de los cambios en las tasas de interés en el mercado. La exposición del Grupo a este riesgo se genera básicamente por sus obligaciones financieras.

El endeudamiento a tasas variables podría exponer al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El Grupo minimiza este riesgo contratando parcialmente sus obligaciones financieras a tasas de interés fijas, ya sea con deudas emitidas inicialmente a tasas de interés fijas o contratando instrumentos financieros derivados que transforman el riesgo de tasa de interés de variable a fijo.

La porción de obligaciones financieras a tasa fija o cubierta al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es de 100%, considerando al Grupo que no le afectará el riesgo de fluctuaciones de tasas de interés, por encontrarse dentro de la banda adecuada sobre la cual maneja su composición de deuda a tasas fija y variable.

Por otro lado, el endeudamiento a tasas fijas podría exponer al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos financieros. Al respecto, al Grupo considera que este riesgo no es material debido a que las tasas de interés de sus contratos de financiamiento no difieren significativamente de las tasas de interés de mercado.

La Gerencia considera que las fluctuaciones futuras en las tasas de interés no afectarán significativamente a los resultados futuros de sus operaciones.

(b) Gestión de capital

El principal objetivo de la gestión de capital del Grupo es garantizar que éste mantenga una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para sustentar su negocio y maximizar el valor para el accionista.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

El Grupo gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes pertinentes en dicha estructura según los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar su estructura de capital, el Grupo puede modificar los pagos de dividendos a los accionistas, devolver capital a los accionistas o emitir nuevas acciones.

No hubo modificaciones en los objetivos, políticas o procesos relacionados con la gestión del capital al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

El Grupo controla el capital utilizando un ratio de endeudamiento, definido como el cociente entre la deuda bruta y el capital total más la deuda bruta. En opinión de la Gerencia del Grupo, los ratios de endeudamiento al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 son acordes a la política financiera del Grupo.

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Otros pasivos financieros (i)	579,252	587,022
Cuentas por pagar comerciales	68,442	77,992
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2,135	1,614
Otras cuentas por pagar	17,843	13,999
Menos: efectivo y equivalente de efectivo	<u>(175,985)</u>	<u>(77,221)</u>
 Deuda neta	 491,687	 603,406
 Total Patrimonio	 1,248,742	 1,173,704
 Ratio apalancamiento (veces)	 <u>0.3937</u>	 <u>0.5141</u>

(i) Incluye efecto de NIIF 16 (nota 15)

33. Medición al valor razonable

El valor razonable es definido como el importe por el cual un activo podría ser intercambiado o un pasivo liquidado entre partes conocedoras y dispuestas a ello en una transacción corriente, bajo el supuesto de que la entidad es una empresa en marcha.

Cuando un instrumento financiero es comercializado en un mercado líquido y activo, su precio estipulado en el mercado en una transacción real brinda la mejor evidencia de su valor razonable. Cuando no se cuenta con el precio estipulado en el mercado o este no puede ser un indicativo del valor razonable del instrumento, para determinar dicho valor razonable se pueden utilizar el valor de mercado de otro instrumento, sustancialmente similar, el análisis de flujos descontados u otras técnicas aplicables; las cuales se ven afectadas de manera significativa por los supuestos utilizados. No obstante, la Gerencia ha utilizado su mejor juicio en la estimación de los valores razonables de sus instrumentos financieros, cualquier técnica para efectuar dicho estimado conlleva cierto nivel de fragilidad inherente. Como resultado, el valor razonable no puede ser indicativo del valor neto de realización o de liquidación de los instrumentos financieros.

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros del Grupo (activos y pasivos corrientes) al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 no difieren significativamente de sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo.

Excepto por los siguientes rubros, la Gerencia del Grupo estima que el valor en libros de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado es aproximadamente su valor razonable debido a su vencimiento en el corto plazo:

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

	31/12/2024		31/12/2023	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)	US\$(000)
Pasivos financieros:				
Bonos corporativos	229,533	232,795	253,623	251,690
Préstamos bancarios	345,000	345,000	330,000	330,000
Arrendamientos financieros	4,719	4,719	3,399	3,399
Total	579,252	582,514	587,022	585,089

En el caso de la deuda a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es mayor a su valor razonable, dado que las tasas vigentes al momento de su contratación son, en promedio, más bajas que las equivalentes a las tasas vigentes en el mercado.

Para el cálculo del valor razonable, la Gerencia ha proyectado cada una de las deudas de largo plazo del Grupo de acuerdo con los términos y condiciones pactados al momento de su contratación, y los ha descontado a las tasas vigentes de mercado tomando en consideración los siguientes factores: tipo de facilidad, esquema de amortización, duración y plazo equivalente, riesgo crediticio del Grupo, país donde se desembolsó, entre otros factores.

Las tasas de mercado han sido obtenidas a través de una combinación de fuentes públicas, así como cotizaciones bancarias recientes recibidas por el Grupo. Estos valores razonables estarían calificados como nivel 2, debido a que la medición corresponde a variables que están basadas en datos de mercado observable, ya sea directa o indirectamente, distinta a los precios cotizados incluidos en el nivel 1.

El Grupo ha celebrado acuerdos de instrumentos financieros derivados con una institución financiera con calificación crediticia de solvencia. El derivado valuado mediante técnicas de valoración que utiliza datos observables del mercado es un cross currency swap. La técnica de valoración que se aplica con más frecuencia es el modelo de fijación de precios a término, que utilizan cálculos del valor actual. El modelo incorpora varios datos que incluyen la capacidad crediticia de las partes, el tipo de cambio para transacciones al contado y a término, las curvas de tasas de interés y de precios del producto básico subyacente.

El Grupo utiliza contratos cross currency swap para manejar ciertas exposiciones en sus transacciones. A continuación, describimos las características y efectos de dichos contratos:

Cobertura de Flujos de Efectivo:

Al 31 de diciembre de 2024, el valor razonable de los contratos cross currency swap asciende a un pasivo neto US\$2,740 (US\$8,509 al 31 de diciembre de 2023), nota 12.

Jerarquía de valores razonables:

El Grupo usa la siguiente jerarquía para determinar y revelar el valor razonable de los instrumentos financieros, según la técnica de valuación usada:

Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

Nivel 2: técnicas de valorización para las que los datos y variables que tienen un efecto significativo sobre la determinación del valor razonable registrado son observables, ya sea directa o indirectamente.

Notas a los estados financieros consolidados (continuación)

Nivel 3: técnicas de valuación (no existe información observable de mercado).

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el Grupo tenía los siguientes instrumentos con valor razonable en el estado de situación financiera:

	31/12/2024 US\$(000)	31/12/2023 US\$(000)
Pasivos medidos al valor razonable:		
Nivel 2 Cross currency swap	(2,740)	(8,509)
Total	(2,740)	(8,509)

34. Hechos ocurridos después del período sobre el que se informa

En el mes de enero del 2025 la Compañía realizó un aporte de capital para la constitución de la sociedad Engie Transmisión Perú S.A. en la cual tiene una participación del 99.99%. Entre el 31 de diciembre de 2024 y la fecha de aprobación de los estados financieros consolidados 30 de octubre de 2024, no han ocurrido eventos posteriores significativos de carácter financiero – contable que puedan afectar la interpretación de los presentes estados financieros consolidados.