

**ORYGEN PERÚ S.A.A. (antes Enel
Generación Perú S.A.A.)**

Información financiera separada intermedia (no
auditada)

30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

Oxygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Estado Separado de Situación Financiera
Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024

	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<i>En miles de soles</i>			
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.A, 6.B y 8	240,026	328,258
Cuentas por cobrar comerciales	6.B, 6.C y 9	401,135	476,087
Otras cuentas por cobrar	6.B, 6.C y 11	12,584	76,858
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	6.B, 6.C y 10.D	19,021	7,482
Inventarios	6.D y 12	106,732	93,193
Crédito fiscal por impuestos general a las ventas		4,212	-
Activo por impuestos a las ganancias		-	38,851
Gastos pagados por adelantado	6.E y 13	25,324	17,554
Total activos corrientes		809,034	1,038,283
Activos no corrientes			
Inversiones en subsidiarias	6.C, 6.F y 14	170,198	187,718
Proyectos de inversión	15	15,184	15,184
Propiedades, plantas y equipo	6.C, 6.G y 16	4,677,893	4,746,904
Intangibles	6.C, 6.I y 17	113,079	116,541
Otros activos no financieros	6.C, 6.P y 18	170,491	208,874
Total activos no corrientes		5,146,845	5,275,221
Total activos		5,955,879	6,313,504

	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<i>En miles de soles</i>			
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros	6.B, 6.K y 19	3,182	4,563
Cuentas por pagar comerciales	6.B y 20	207,743	311,700
Otras cuentas por pagar	6.B, 6.O y 21	69,497	231,919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	6.B, 6.C y 10	15,071	50,626
Pasivos contractuales	6.P y 22	3,289	3,289
Otras provisiones	6.J, 6.M, 6.N y 23	7,966	8,877
Pasivos por impuestos a las ganancias		30,354	-
Total pasivos corrientes		337,102	610,974
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros	6.B, 6.K y 19	11,553	52,665
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	6.B, 6.C y 10	1,152,294	1,508,000
Pasivos contractuales	6.P y 22	57,670	60,136
Otras cuentas por pagar	6.C, 6.P y 21	6,624	6,704
Otras provisiones	6.J, 6.M, 6.N y 23	91,480	89,399
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	6.L y 24	781,483	730,533
Total pasivos no corrientes		2,101,104	2,447,437
Total pasivos		2,438,206	3,058,411
Patrimonio neto	6.S, 6.T, 6.U y 25		
Capital emitido		3,134,887	3,134,887
Reserva legal		162,739	72,481
Resultados acumulados		154,598	60,429
Resultado neto de coberturas de flujo de efectivo		67,570	(10,583)
Otras reservas		(2,121)	(2,121)
Total patrimonio		3,517,673	3,255,093
Total pasivos y patrimonio		5,955,879	6,313,504

Las notas adjuntas de la página 6 a la 73 de estos estados financieros separados.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Estado Separado de Resultados y Otros Resultados Integrales
Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2025 y de 2024

		Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles soles</i>	Nota	2025	2024	2025	2024
Ingresos operativos					
Ingresos por generación de energía y potencia	<i>6.P y 26</i>	1,785,278	1,863,360	574,373	618,258
Costo de generación de energía	<i>6.Q y 27</i>	(858,720)	(951,004)	(281,010)	(314,601)
Utilidad bruta		926,558	912,356	293,363	303,657
Gastos de administración	<i>6.Q y 28</i>	(66,569)	(54,858)	(22,069)	(18,003)
Otros ingresos	<i>6.P y 30</i>	16,488	31,913	7,813	17,779
Gasto por deterioro de valor	<i>6.Q y 30</i>	(6,496)	(25,827)	(19)	-
Utilidad operativa		869,981	863,584	279,088	303,433
Ingresos financieros	<i>6.P y 31</i>	121,859	103,427	32,676	54,009
Gastos financieros	<i>6.Q y 31</i>	(102,437)	(73,191)	(40,406)	(31,380)
Diferencia de cambio neta	<i>6.R y 7.A.ii</i>	(15,654)	389	(3,887)	(5,062)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		873,749	894,209	267,471	321,000
Impuesto a las ganancias	<i>6.L y 32</i>	(226,136)	(257,957)	(69,644)	(81,595)
Utilidad neta		647,613	636,252	197,827	239,405
Utilidad neta por acción básica y diluida (en soles)	<i>6.U</i>	0.207	0.203	0.063	0.076
Promedio ponderado del número de acciones en circulación	<i>25.A</i>	3,134,887	3,134,887	3,134,887	3,134,887

Las notas adjuntas de la página 6 a la 73 forman parte de estos estados financieros separados.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Estado Separado de Resultados y Otros Resultados Integrales
Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2025 y de 2024

	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
	Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles soles</i>	2025	2024	2025	2024
Utilidad neta	647,613	636,252	197,827	239,405
Otros resultados integrales				
Variación neta por cobertura de flujos de efectivo	110,855	26,294	22,780	56,767
Impuesto a las ganancias	(32,702)	(1,640)	(6,720)	(16,266)
Otros resultados integrales, neto de impuestos a las ganancias	78,153	24,654	16,060	40,501
Total de resultados integrales	725,766	660,906	213,887	279,906

Las notas adjuntas de la página 6 a la 73 de estos estados financieros separados.

Oxygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Estado Separado de Cambios en el Patrimonio
Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2025 y de 2024

		N° de acciones (nota 25.A)	Capital social emitido (nota 1.B)	Reserva legal (nota 25.C)	Coberturas de flujos de efectivo	Otras reservas	Resultados acumulados	Total
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>							
Saldo al 1 de enero de 2024		3,134,886,677	3,134,887	2,208	(19,420)	(2,121)	(8,478)	3,107,076
Resultado del período		-	-	-	-	-	636,252	636,252
Otros resultados integrales, neto de impuestos		-	-	-	24,654	-	-	24,654
Total resultados integrales del período, neto de impuestos		-	-	-	24,654	-	636,252	660,906
Transacciones con los propietarios de la Compañía								
Distribución de dividendos	6.S, 6.T, 6.U y 25(b)	-	-	-	-	-	(523,993)	(523,993)
Constitución de reserva legal	6.S, 6.T, 6.U y 25(c)	-	-	70,273	-	-	(70,273)	-
Total transacciones con los propietarios de la Compañía		-	-	70,273	-	-	(412,461)	(342,188)
Saldo al 30 de septiembre de 2024		3,134,886,677	3,134,887	72,481	5,234	(2,121)	33,508	3,243,989
Saldo al 1 de enero de 2025		3,134,886,677	3,134,887	72,481	(10,583)	(2,121)	60,429	3,255,093
Resultado del período		-	-	-	-	-	647,613	647,613
Otros resultados integrales, neto de impuestos		-	-	-	78,153	-	-	78,153
Total resultados integrales del período, neto de impuestos		-	-	-	78,153	-	647,613	725,766
Transacciones con los propietarios de la Compañía								
Distribución de dividendos	6.S, 6.T, 6.U y 25(b)	-	-	-	-	-	(463,186)	(463,186)
Constitución de reserva legal	6.S, 6.T, 6.U y 25(c)	-	-	90,258	-	-	(90,258)	-
Total transacciones con los propietarios de la Compañía		-	-	90,258	-	-	(553,444)	(463,186)
Saldo al 30 de septiembre de 2025		3,134,886,677	3,134,887	162,739	67,570	(2,121)	154,598	3,517,673

Las notas adjuntas de la página 6 a la 73 de estos estados financieros separados.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Estado Separado de Flujos de Efectivo
Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2025 y de 2024

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2025	2024
Flujo de efectivo procedente de actividades de operación			
Cobranza a clientes		2,924,806	2,804,085
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de operación		3,462	11,272
Pagos a proveedores de bienes y servicios		(1,469,734)	(1,565,744)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(100,174)	(104,373)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación		(398,716)	(273,478)
Cobro de intereses recibidos (no incluidos en la actividad de inversión)		8,505	11,963
Pago por impuesto a las ganancias		(142,088)	(242,781)
Flujo neto generado por actividades de operación		826,061	640,944
Flujo de efectivo procedente de actividades de inversión			
Préstamos otorgados a entidades relacionadas	10.E	-	(10,000)
Aporte de capital en subsidiaria	14 (d)	-	(11,421)
Cobro de dividendos	14 (c)	112,189	70,640
Cobro de intereses		-	73
Devolución de capital de subsidiaria	14 (b)	17,520	-
Cobros de préstamos otorgado a entidades relacionadas	10.E	-	32,707
Compra de propiedades, plantas y equipos e intangibles		(192,380)	(253,794)
Flujo neto generado por actividades de inversión		(62,671)	(171,795)
Flujo de efectivo procedente de actividades de financiamiento			
Obtención de préstamos con entidades relacionadas	10.F	40,917	452,866
Amortización de préstamos con entidades relacionadas	10.F	(291,920)	-
Amortización de préstamos con entidades bancarias		-	(488,000)
Amortización de pasivos por arrendamiento		(3,532)	(3,253)
Amortización por recompra de bonos	19 (a)	(36,924)	-
Intereses pagados		(99,225)	(66,779)
Pago de dividendos		(463,186)	(523,993)
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de financiamiento		4,008	20,156
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento		(849,862)	(609,003)
Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo		(86,472)	(139,854)
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo mantenido		(1,760)	(284)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período		328,258	506,622
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	8	240,026	366,484
Transacciones que no representan flujo de efectivo y equivalentes de efectivo			
Préstamos bancarios pagados por Niagara Energy S.A.C.	10.F	-	(1,081,934)

Las notas adjuntas de la página 6 a la 73 de estos estados financieros separados.

1. Antecedentes y Actividad Económica

A. Antecedentes

ORYGEN PERÚ S.A.A. (en adelante “la Compañía”), es una subsidiaria de Niagara Energy S.A.C. (una compañía constituida en Perú) la cual posee al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 el 92,35 por ciento de su capital social (ver nota 24).

La Compañía fue constituida en Perú en el año 1996 y es una sociedad anónima cuyas acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Lima (BVL).

En noviembre de 2023, Enel Perú S.A.C. y Enel Américas S.A. acordaron vender la totalidad de las acciones de su titularidad (66,49 por ciento y 20,46 por ciento, respectivamente del capital social de la Compañía) a favor de Niagara Energy S.A.C. sociedad controlada por el Grupo de inversión global Actis. El cierre y ejecución de la transacción se encontraba sujeta al cumplimiento de condiciones pactadas entre Enel Perú S.A.C. y Niagara Energy S.A.C.

En marzo de 2024, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) aprobó la transferencia de acciones de la Compañía a Niagara Energy S.A.C.

En marzo de 2024, como parte de la transacción de la compraventa de hasta el 100% de las acciones de la Compañía, Niagara Energy S.A.C., emitió una Oferta Pública de Acciones (OPA).

En abril de 2024, Enel Américas S.A. vendió a Enel Perú S.A.C. la totalidad de las acciones de su propiedad equivalente al 20.46 por ciento del capital social de Enel Generación Perú S.A.A.

Con fecha 7 de mayo de 2024, la BVL adjudicó a Niagara Energy S.A.C., como resultado de la OPA, el 92.35% del capital social de Enel Generación Perú S.A.A.. La compraventa se hizo efectiva el 9 de mayo de 2024.

En Junta General de Accionistas del 24 de junio de 2024 se acordó cambiar la denominación social de la Compañía de Enel Generación Perú S.A.A. por Orygen Perú S.A.A.

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la Compañía tiene como subsidiarias a Chinango S.A.C. en la que tiene una participación del 80 por ciento del capital social, a Energética Monzón S.A.C. y a SL Energy S.A.C. en la que mantiene una participación del 99.9 por ciento del capital social. En marzo de 2025 la Compañía constituyó Orygen Ventures S.A.C. con una participación del 99.8 por ciento de capital social, la cual constituyó RDS Solar S.A.C. y Morrope Wind S.A.C., ambas con una participación de 99.8 por ciento de capital social (en adelante, “las Subsidiarias”).

Las actividades económicas de las Subsidiarias son las siguientes:

Subsidiarias Directas	Actividad económica
Chinango S.A.C.	Generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas y públicas locales
Energética Monzón S.A.C.	Desarrollar proyectos de generación eléctrica
SL Energy S.A.C.	Servicios de gestión y asesoría para permisos de proyectos de energía eléctrica.
Orygen Ventures S.A.C.	Actividades de inversión y desarrollo de proyectos de generación eléctrica
Subsidiarias Indirectas	Actividad económica
RDS Solar S.A.C.	Desarrollar proyectos de generación eléctrica
Morrope Wind S.A.C.	Desarrollar proyectos de generación eléctrica

El domicilio legal de la Compañía y de sus Subsidiarias, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Jr. Paseo del Bosque 500, San Borja, Lima, Perú.

B. Actividad económica

La Compañía tiene como principal objetivo la generación y comercialización de energía y potencia eléctrica a empresas privadas públicas locales. La Compañía cuenta con cinco centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas de los Ríos Santa Eulalia y Rímac, a una distancia aproximada de 50 Km. de la ciudad de Lima, con una potencia efectiva de generación de 600.05 MW. Asimismo, es propietaria de dos centrales de generación termoeléctricas, una con potencia efectiva de 415.4 MW, ubicada en el Cercado de Lima y otra con 477.8 MW ubicada en Ventanilla. También es propietaria de dos centrales solares ubicada en la provincia de Mariscal Nieto, en la región Moquegua, con una potencia efectiva de generación de 259.4 MW, y dos centrales eólicas ubicadas en la provincia de Nazca, en la región Ica, con una potencia efectiva de generación de 309.3 MW. La potencia efectiva total asciende a 2,061.95 MW.

La Subsidiaria Chinango S.A.C. cuenta con dos centrales hidroeléctricas, Yanango ubicada a 280Km. al noroeste de Lima lote 2 s/n San José de Utcuyacu en el distrito de San Ramón, provincia de Chanchamayo, y Chimay, ubicada a 320Km. al noroeste de Lima s/n Libertad Tingo en el distrito de Monobamba, provincia de Jauja; ambas en el departamento de Junín, cuya capacidad efectiva de generación es de 198.86 MW. Las Subsidiarias Energética Monzón S.A.C. y S.L. Energy S.A.C., son dueñas de proyectos de generación eléctrica. La Subsidiaria Orygen Ventures S.A.C. y sus subsidiarias, RDS Solar S.A.C. y Morrope Wind S.A.C. se encuentran en etapa de formación.

El domicilio legal de las Subsidiarias, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Jirón Paseo del Bosque 500 Urb. Chacarilla del Estanque, San Borja, Lima, Perú.

C. Aprobación de los estados financieros separados

Los estados financieros separados al 30 de septiembre de 2025 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 24 de octubre de 2025. Los estados financieros separados por el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fueron aprobados por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas el 28 de marzo de 2025.

A continuación, se presentan los principales datos de los estados financieros consolidados de la Compañía y sus Subsidiarias al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

<i>En miles de soles</i>	30 de septiembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activos corrientes	847,490	1,129,860
Activos no corrientes	5,451,088	5,570,129
Total activos	6,298,578	6,699,989
Pasivos corrientes	366,895	647,748
Pasivos no corrientes	2,215,639	2,564,013
Total pasivos	2,582,534	3,211,761
Patrimonio neto atribuido a la controladora	3,641,001	3,402,784
Total patrimonio	3,716,044	3,488,228
Total pasivos y patrimonio, neto	6,298,445	6,699,989

<i>En miles de soles</i>	30 de septiembre de 2025	30 de septiembre de 2024
Utilidad operativa	1,024,67	1,031,021
Utilidad neta	644,846	666,395
Utilidad neta atribuida a la controladora	622,906	646,239

2. Regulación Operativa y Normas Legales que afectan las Actividades del Sector Eléctrico y Principales Contratos

A. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

El 19 de noviembre de 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas mediante Decreto Ley N° 25844 y, el 9 de febrero de 1993, se promulgó su Reglamento mediante Decreto Supremo N° 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 (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante al SEIN.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 publicado el 16 de setiembre de 2018, en su artículo 50, se incorpora un párrafo en el artículo 122° de la Ley 25844, referido a la integración vertical en los casos que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad vigente.

B. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

El 23 de julio de 2006 se promulgó la Ley N° 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 destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes 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.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM), se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los Contratos resultantes de Licitaciones.

C. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

Mediante Ley N° 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 sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, 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 y de los dispositivos legales y

normas técnicas vigentes. De igual manera, tiene a su cargo la fijación de las tarifas eléctricas para los usuarios regulados, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas.

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.

D. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 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.

La NTCSE contempla procedimientos de medición, tolerancias y la aplicación de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma.

E. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

El 18 de noviembre de 1997, se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, la cual establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5 por ciento u horizontales iguales o mayores al 15 por ciento 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.

Mediante Decreto de Urgencia N° 013-2019 publicado el 19 de noviembre de 2019, se estableció 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. La entrada en vigor del mencionado Decreto de Urgencia estaba prevista para el 1 de marzo de 2021.

Con fecha 6 de enero de 2021 se publicó la Ley N° 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. Con la entrada en vigencia esta norma, lo que supone la previa aprobación de su reglamento y otras adecuaciones normativas dispuestas por la propia ley, se deroga el contenido de la Ley N° 26876 con excepción de su artículo 13°, el mismo que modifica el artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (relativo a las restricciones de concentración en el sector eléctrico) así como el Decreto de Urgencia N° 013-2019 que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial a partir del 1 de marzo de 2021.

Mediante el Decreto Supremo N° 039-2021-PCM, publicado el 4 de marzo de 2021, se aprueba el Reglamento de la Ley N° 31112 que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial.

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 de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 014-2019-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 039-2014-EM).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 00004-2023-OEFA/CD, publicada el 16 de marzo de 2023, se aprueba el plan anual de evaluación y fiscalización ambiental – PLANEFA del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA correspondiente al año 2024.

G. Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad

Mediante Decreto Supremo N° 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 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, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el procedimiento respectivo. Los participantes 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 N° 033-2017-EM publicado el 2 de octubre de 2017, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2018, con el fin de implementar el aplicativo desarrollado por el COES para el cálculo de los costos marginales de corto plazo.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM publicado el 20 de marzo de 2018, se modifican diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, donde precisa los aspectos de la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

H. Ley Marco Sobre el Cambio Climático

Mediante Ley N° 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 N° 28611, Ley General del Ambiente; la Ley N° 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.

Cabe señalar que mediante el D.S. N° 006-2020-MINAM, publicado el 4 de julio de 2020, se creó la Comisión Multisectorial de carácter permanente denominada “Comisión de Alto Nivel de Cambio Climático (CANCC)”.

I. Decretos supremos fundados en el contrato de situaciones de emergencia

Mediante Decreto Supremo N° 008-2017-EM publicado el 23 de marzo de 2017, se establece un régimen de autorización para la importación de energía en situación de emergencia. En el marco de situaciones de emergencia según lo dispuesto en la Decisión 757, concordado con el numeral 5.3 del Reglamento Interno para la aplicación de la Decisión 757 de la Comunidad Andina de Negocio (CAN), y en ausencia de otras opciones disponibles, el COES se encuentra autorizado a realizar intercambios de electricidad de emergencia para asegurar el suministro eléctrico al Servicio Público de Electricidad.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM publicado el 23 de julio de 2018, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entiéndase como Emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el

mercado interno por cualquier situación que afecte el suministro y/o transporte y/o distribución de gas natural, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

J. Decreto Supremo N° 016-2000-EM

Mediante este decreto, publicado el 14 de setiembre de 2000, se fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas de punta del sistema eléctrico y establecen que las unidades de generación con gas natural declaren un precio único que considera los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, con vigencia desde el mes de julio de cada año por un período de 12 meses.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2017-EM publicado el 7 de junio de 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM. Para las generadoras que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consiste en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible, esta información será presentada dos veces al año. La primera presentación se realiza el último día hábil de la primera quincena de noviembre, estando vigente para el período de avenida (desde 1 de diciembre hasta el 31 de mayo del siguiente año) y la segunda se realiza el último día hábil de la primera quincena de mayo, estando vigente en el período de estiaje (desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre).

Mediante Decreto Supremo N° 039-2017-EM publicado el 14 de noviembre de 2017, se suspende el proceso de declaración del precio único de gas natural de las centrales termoeléctricas hasta el 31 de diciembre de 2017, referido en el numeral 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

Mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM publicado el 28 de diciembre de 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 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.

K. Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM de 20 de junio de 2019

Se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad y del marco normativo de los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el SEIN, a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad, el plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

L. Mediante Resolución Osinergmin N° 144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 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 de 2019, la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determinará considerando la producción de energía en las horas de punta del sistema.

M. Normas aprobadas con impacto significativo en el Sector Eléctrico Peruano

Las principales normas que afectan las actividades de la Compañía son las mismas que las reveladas en los estados financieros separados auditados al 31 de diciembre de 2024, a excepción de las siguientes normas publicadas hasta el 30 de septiembre de 2025:

Mediante Ley N° 32249, publicada el 19 de enero de 2025, el Congreso de la República aprobó la Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a

fin de garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 003-2025-OS-CD, publicada el 21 de enero de 2025, se publicaron las modificaciones a los Procedimientos Técnicos del COES N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo" (PR-01)" y N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN" (PR-09).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 004-2025-OS/CD, publicada el 25 de enero de 2025, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 005-2025-OS/CD, publicada el 25 de enero de 2025, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas" (PR-18).

Mediante la Resolución OSINERGMIN 004-2025-OS/GRT, publicada el 30 de enero de 2025, se aprueba el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable en la facturación del período del 4 de febrero al 30 de abril de 2025, y dictan otras disposiciones.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 010-2025-OS-CD, publicada el 01 de febrero del 2025, se aprueba el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, correspondientes al trimestre febrero – abril 2025.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 011-2025-OS-CD, publicada el 01 de febrero del 2025, se aprobaron los factores de actualización para determinar los cargos unitarios "p" y "FA" para el trimestre febrero – abril 2025.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 026-2025-OS-CD, publicada el 28 de febrero del 2025, se fijó la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 047-2025-OS/CD, publicada el 15 de abril de 2025, se fijaron los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 048-2025-OS/CD, publicada el 15 de abril de 2025, se fijaron los precios en barra y cargos tarifarios para el periodo mayo 2025 - abril 2026.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 049-2025-OS/CD, publicada el 15 de abril de 2025, se fija el cargo unitario de liquidación de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, producto de la liquidación anual de ingresos, para el periodo mayo 2025 – abril 2026.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 051-2025-OS/CD, publicada el 15 de abril de 2025, se fijan los valores del Factor de Referencia a la Contratación (FRC) de transporte firme de gas natural para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin 063-2025-OS/CD, publicada el 27 de abril de 2025, se aprueba el Precio a Nivel Generación aplicable a partir del 1 de mayo de 2025 hasta el 3 de agosto de 2025.

Mediante Resolución Ministerial N° 166-2025-MINEM/DM, publicada el 29 de abril de 2025, se modifica la R.M. N° 104-2024-MINEM/DM y aprueban la Directiva N° 01-2025-MINEM/DM sobre lineamientos para la implementación del proceso de consulta previa en el subsector electricidad.

Mediante Resolución Ministerial N° 158-2025-MINEM/DM, publicada el 29 de abril de 2025, se fijan los valores del Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para el periodo mayo de 2025 - abril de 2029.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 055-2025-OS/CD, publicada el 29 de abril de 2025, se aprueban los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

Mediante la Resolución Ministerial N° 189-2025-MINEM/DM, publicada el 31 de mayo de 2025, se definen las Horas de Punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas, a efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras, vigente desde el 1 de junio de 2025 hasta el 31 de mayo de 2029.

Mediante la Resolución Ministerial N° 143-2025-MINAM, publicada el 1 de junio de 2025, se aprueba la "Guía para la elaboración de la Línea Base en el marco del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental".

Mediante la Resolución Ministerial N° 214-2025-MINEM/DM, publicada el 27 de junio de 2025, se aprueban los Términos de Referencia para estudios ambientales de proyectos con características comunes o similares, contenidos en el Anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 109-2025-OS/CD, publicada el 28 de junio de 2025, se modifica la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 048-2025-OS/CD, mediante la cual se fijaron los precios en barra del periodo mayo 2025 - abril 2026.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 128-2025-OS/CD, publicada el 14 de julio de 2025, se aprueba el "Procedimiento para la fiscalización de las fajas de servidumbre de líneas de transmisión"

Mediante la Resolución Ministerial N°135-2025-OS/CD, publicada el 25 de julio del 2025, se aprueba el precio a nivel generación, aplicable a partir del 04 de agosto de 2025 hasta el 03 de noviembre de 2025.

Mediante la Resolución de Osinergrmin 024-2025-OS/GRT, publicada el 31 de julio de 2025, se aprueba el Factor de Recargo del Fondo de Compensación Social Eléctrica aplicable en la facturación del periodo del 04 de agosto al 31 de octubre de 2025.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergrmin 136-2025-OS/CD, publicada el 1 de agosto de 2025, se aprueban los factores de actualización "p" y "FA" aplicables a determinados cargos tarifarios a partir del 4 de agosto de 2025 .

3. Concesiones

La Compañía tiene autorizaciones y concesiones, otorgadas a tiempo indefinido, a través de las cuales puede realizar actividades de generación de energía y potencia. A continuación, detallamos las principales:

N°	Derecho otorgado	Número de resolución, fecha e inscripción
1	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Moyopampa.	Resolución Suprema 097-96-EM del 28 de noviembre de 1996. Ficha 0005 As. 2-C Registro de Concesiones.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

N°	Derecho otorgado	Número de resolución, fecha e inscripción
2	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Huinco.	Resolución Suprema 098-96-EM del 28 de noviembre de 1996. Ficha 0003 As. 2-C del Registro de Concesiones.
3	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Huampaní.	Resolución Suprema 103-96-EM del 28 de noviembre de 1996. Ficha 0006 As. 2-C Registro de Concesiones.
4	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Matucana.	Resolución Suprema 101-96-EM del 28 de noviembre de 1996. Ficha 0007 As. 2-C Registro de Concesiones.
5	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Callahuanca.	Resolución Suprema 100-96-EM del 28 de noviembre de 1996 (ampliación de potencia aprobada por Resolución Suprema 011-2011-EM del 5 de marzo de 2011). Ficha 0004 As. 2-C Registro de Concesiones.
6	Concesión definitiva de generación hidroeléctrica en la Central Hidroeléctrica Curibamba.	Resolución Suprema 070-2014-EM. Pendiente la inscripción en el Registro de Concesiones.
7	Autorización para generación termoeléctrica en la Central Térmica Santa Rosa por 100 MW.	Resolución Ministerial 456-96-EM/VME del 21 de noviembre de 1996.
8	Autorización para generación termoeléctrica en la Central Térmica Santa Rosa por 140 MW.	Resolución Ministerial 457-96-EM/VME del 25 de noviembre de 1996.
9	Autorización para generación termoeléctrica en la Central Térmica Santa Rosa II por 190 MW.	Resolución Ministerial 448-2008-MEM/DM del 4 de octubre de 2008.
10	Autorización para generación termoeléctrica en la Central Térmica Ventanilla.	Resolución Suprema 003-96-EM del 15 de enero de 1996 (modificaciones de potencia aprobadas por Resoluciones Ministeriales N° 209-2001-MEM/VME y 298-2007-MEM/DM).
11	Concesión definitiva de generación con recursos energéticos renovables en la Central Hidroeléctrica HER 1 por 0.7 MW.	Resolución Ministerial N° 548-2017-MEM/DM del 29 de diciembre de 2017.
12	Concesión definitiva de generación con recursos energéticos renovables en la Central Solar Clemesí por 114.93 MW.	Resolución Ministerial N° 061-2021-MINEM/DM del 16 de marzo de 2021, modificada mediante i) Resolución Ministerial N° 136-2023-MINEM/DM del 28 de marzo de 2023 (modificó potencia a 114.93 MW), ii) Resolución Ministerial N° 407-2023-MINEM/DM del 13 de octubre de 2023 (modificó el cronograma).
13	Concesión Definitiva de generación con recursos energéticos renovables en la Central Eólica Wayra Extensión por 177 MW.	Resolución Ministerial N° 370-2020-MINEM/DM del 15 de diciembre de 2020, modificada mediante i) Resolución Ministerial N° 157-2023-MINEM/DM del 10 de abril de 2023 (modificó calendario por eventos de fuerza mayor), ii) Resolución Ministerial N° 437-2023-MINEM/DM del 6 de noviembre de 2023 (modificó la potencia de 108 a 177 MW y el cronograma).
14	Concesión definitiva de Transmisión de energía eléctrica para el proyecto Ampliación SE Flamenco.	Resolución Ministerial N° 391-2022-MINEM/DM del 3 de noviembre de 2022.
15	Concesión definitiva de generación con recursos energéticos renovables en la Central Solar Rubí 144,48 MW.	Resolución Ministerial N° 328-2017-MINEM/DM del 26 de julio del 2017.
16	Concesión definitiva de generación con recursos energéticos renovables en la Central Eólica Wayra I 132,3 MW.	Resolución Ministerial N° 090-2016-MINEM/DM del 13 de julio de 2016, modificada mediante i) Resolución Ministerial N° 010-2017-MINEM/DM del 16 de enero del 2017 (modificó el área), ii) Resolución Ministerial N° 520-2017-MINEM/DM del 6 de diciembre del 2017 (modificó la potencia instalada de 160 MW a 132,3 MW).
17	Concesión definitiva de Generación de energía eléctrica con recursos renovables en la Central Solar Fotovoltaica CERW Wayra Solar 94.22MW.	Resolución Ministerial N° 410-2024-MINEM/DM del 12 de julio de 2024.
18	Concesión definitiva de Transmisión de energía eléctrica para el proyecto Línea de Transmisión en 33 kV S.E. Flamenco - CUS Central Solar Fotovoltaica CERW Wayra Solar.	Resolución Ministerial N° 032-2025-MINEM/DM del 12 de julio de 2024.
19	Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica para el proyecto Segundo Circuito Línea de Transmisión en 220 KV S.E. Flamenco - S.E. Poroma, Wayra Solar.	Resolución Ministerial N° 461-2024-MINEM/DM del 12 de julio de 2024

Nº	Derecho otorgado	Número de resolución, fecha e inscripción
20	Concesión Definitiva de Generación con recursos energéticos renovables en el Parque Eólico Muyu	Resolución Ministerial N° 482-2024-MINEM/DM del 14 de setiembre de 2024.

4. Contratos

i. Contratos de venta de energía

Al 30 de septiembre de 2025 se han firmado 46 contratos de suministro de electricidad para el Mercado Regulado (con distribuidores). Al 30 de septiembre de 2024, se suscribieron 71 contratos. La duración de estos contratos varía entre 1 y 19 años, y la potencia contratada máxima oscila entre 0.1 MW y 198.2 MW.

En mayo de 2016, Enel Green Power Perú S.A.C. (hoy fusionada con la Compañía) firmó con el Estado Peruano dos contratos de suministro de energía eléctrica (cuarta subasta) mediante los cuales se compromete a inyectar al sistema interconectado nacional 415 Gwh/año y 573 GWh/año, provenientes de sus centrales fotovoltaica Rubí y eólica Wayra, respectivamente. Estos contratos aseguraron un ingreso garantizado de US\$ 47.98 MW/h y US\$ 37.83 MW/h por cada central, respectivamente. Los contratos entraron en vigor desde la puesta comercial de las centrales, lo cual sucedió en enero de 2018 para la central fotovoltaica Rubí y en mayo de 2018 para la central eólica Wayra. Ambos contratos culminarán el 31 de diciembre de 2038.

Asimismo, al 30 de septiembre de 2025, se han firmado 181 contratos de suministro para el Mercado Libre cuyos plazos de contratos varía entre 1 y 18 años, y la potencia contratada máxima oscila entre 0.2 MW y 185.0 MW (Al 30 de septiembre de 2024 se firmaron 167 contratos). De igual manera, se tienen firmados 9 contratos con Traders (distribuidores y generadores para su mercado libre) cuyos plazos de contratos fluctúan entre 3 y 6 años, con una potencia contratada máxima entre 3.0 MW y 318.8 MW.

ii. Contrato de Suministro de Gas Natural proveniente de los Yacimientos de Camisea

Orygen Perú S.A.A. mantiene dos contratos de suministro de gas natural con el Consorcio Pluspetrol, para atender las operaciones de las centrales térmicas Ventanilla y Santa Rosa, respectivamente. Estos contratos fueron suscritos el 30 de mayo de 2019, con vigencia desde el 1 de julio de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2029. Las Cantidades Diarias Contratadas (CDC) son de 74.16 MMPCD para Ventanilla y de 63.57 MMPCD para Santa Rosa.

El precio de compra está fijado en el punto de recepción (Las Malvinas – Camisea) y está expresado en US\$/MMBTU (dólares por millón BTU).

El costo de suministro de gas natural al 30 de septiembre de 2025 ascendió a S/133,419,000 (S/ 156,130,000 al 30 de septiembre de 2024) y se encuentra registrado en el rubro "Costo de generación de energía" del estado separado de resultados y otros resultados integrales.

iii. Contratos de Transporte de Gas Natural

El 2 de mayo de 2005, la Compañía suscribió con Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante TGP), un Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural, para efectos de que TGP le preste el servicio desde el punto de recepción ubicado en Las Malvinas (Camisea) hasta el punto de entrega en el "City Gate" de Lurín. Este contrato tiene vigencia hasta el 1 de enero de 2034.

La cantidad interrumpible máxima diaria de gas (CIMD) que TGP puede transportar es la siguiente:

Período	CIMD (m³ td/día)
Desde el 31 de julio de 2007 hasta el 31 de julio de 2008	4,200,000
Desde el 1 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	2,700,000

Período	CIMD (m³ td/día)
Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,000,000
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	1,482,178
Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	992,624
Desde el 1 de enero de 2020 hasta el 13 de octubre de 2020	1,000,000
Desde el 14 de octubre de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	1,900,000
Desde el 1 de enero de 2026 hasta el 1 de enero de 2034	3,100,000

El 25 de septiembre de 2023, la Compañía suscribió con TGP, un nuevo Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural, para efectos de que TGP le preste dicho servicio desde el 25 de septiembre de 2023 hasta el 31 de diciembre de 2029. El 18 de noviembre de 2024, se suscribió la Primera Adenda al Contrato, la cual modifica la cantidad de CIMD para el periodo que termina en diciembre 2025 de 1,300,000 CIMD a 1,100,000 CIMD.

La cantidad interrumpible máxima diaria de gas (CIMD) modificada por la adenda es como sigue:

Período	CIMD (m³ td/día)
Desde el 25 de setiembre de 2023 hasta el 31 de diciembre de 2025	1,100,000
Desde el 1 de enero de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2029	620,000

De otro lado, con fecha 10 de diciembre de 2007, la Compañía suscribió el Contrato de Servicio de Transporte Firme con TGP para efectos que ésta le preste dicho servicio desde el 1 de agosto de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2025.

La capacidad reservada diaria (CRD) asciende a los siguientes valores:

Período	CRD (m³ td/día)
Desde el 1 de agosto de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 14 de diciembre de 2009	2,200,000
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 13 de agosto de 2010	2,717,822
Desde el 14 de agosto de 2010 hasta el 1 de agosto de 2019	3,207,376
Desde el 2 de agosto de 2019 hasta el 1 de enero de 2020	2,589,554
Desde el 2 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000

El 29 de noviembre de 2024, la Compañía suscribió con TGP, un nuevo Contrato de Servicio de Transporte Firme de Gas Natural, para efectos de que TGP le preste dicho servicio desde el 01 de enero de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2026.

La capacidad reservada diaria (CRD) del nuevo Contrato que TGP puede transportar es la siguiente:

Período	CIMD (m³ td/día)
Desde el 1 de enero de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2026	1,380,000

La contraprestación del servicio al que se refieren los contratos interrumpibles y firmes antes citados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso del contrato de servicio interrumpible y al volumen reservado en el caso del contrato de servicio firme.

El costo por estos servicios al 30 de septiembre de 2025 ascendió a S/111,328,000 (S/ 117,792,000 al 30 de septiembre de 2024) y se encuentra registrado en el rubro "Costo de generación de energía" del estado separado de resultados y otros resultados integrales.

iv. Contrato de Distribución de Gas Natural

El 20 de mayo de 2005, Gas Natural de Lima y Callao S.A. (GNLC) y la Compañía suscribieron otro Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, desde el punto de recepción ubicado en el "City Gate" de Lurín hasta el punto de entrega en la planta termoeléctrica de Santa Rosa ("Contrato Interrumpible Santa Rosa"). Este contrato tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2029.

La Capacidad Interrumpible Máxima Diaria (CIMD) de gas que GNLC puede transportar es:

Período	CIMD (m ³ td/día)
Desde el 22 de agosto de 2008 hasta el 15 de diciembre de 2009	2,000,000
Desde el 15 de diciembre de 2009 hasta el 28 de febrero de 2010	1,382,178
Desde el 1 de marzo de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2019	900,000
Desde el 1 de enero de 2020 hasta el 08 de junio de 2023	2,000,000
Desde el 9 de junio de 2023 hasta el 31 de diciembre de 2029	2,800,000

El 22 de setiembre de 2008 y en el marco de la Décimo Primera Oferta Pública para la Contratación del Servicio Firme y llamado para la Contratación de Servicio Interrumpible de Transporte de Gas Natural vía la Red Principal de Distribución, GNLC y la Compañía suscribió el siguiente Contrato de Servicio Firme para su planta de Ventanilla. La Cantidad Reservada Diaria (CRD) de gas que GNLC está obligada a transportar es la siguiente:

Período	CRD (m ³ td/día)
Desde el 22 de setiembre de 2008 hasta el 31 de julio de 2009	1,500,000
Desde el 1 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2025	2,100,000

El 1 de abril de 2023 GNLC y la Compañía suscribieron un Contrato de Servicio Firme para su planta de Santa Rosa. La Cantidad Reservada Diaria (CRD) de gas que GNLC está obligada a transportar es:

Período	CRD (m ³ std/día)
Desde el 1 de abril de 2023 hasta el 31 de mayo de 2023	123,000
Desde el 1 de junio de 2023 hasta el 31 de julio de 2023	371,854
Desde el 1 de agosto de 2023 hasta el 14 de septiembre de 2023	1,100,000
Desde el 15 de setiembre de 2023 hasta el 31 de diciembre de 2023	1,239,515
Desde el 1 de enero de 2024 hasta el 04 de marzo de 2024	30,000
Desde el 5 de marzo de 2024 hasta el 31 de marzo de 2024	247,903
Desde el 1 de abril de 2024 hasta el 30 de junio de 2024	61,976
Desde el 1 de julio de 2024 hasta el 31 de julio de 2024	123,952
Desde el 1 de agosto de 2024 hasta el 30 de setiembre de 2024	247,903
Desde el 1 de octubre de 2024 hasta el 30 de noviembre de 2024	123,952
Desde el 1 de diciembre de 2024 hasta el 31 de mayo de 2025	61,976
Desde el 1 de junio de 2025 hasta el 30 de junio de 2025	61,976
Desde el 1 de julio de 2025 hasta el 31 de julio de 2025	61,976
Desde el 1 de agosto de 2025 hasta el 31 de octubre de 2025	123,952
Desde el 1 de noviembre de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025	61,976

La contraprestación de los servicios a los que se refieren los contratos antes mencionados se calcula sobre la base de las tarifas reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas - OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas efectivamente transportados en el caso de los contratos de servicio interrumpible y a los volúmenes reservados en el caso de los contratos de servicio firme.

El costo de estos servicios al 30 de septiembre de 2025 ascendió a S/ 46,675,000 (S/ 59,517,000 al 30 de septiembre de 2024) y se encuentra registrado en el rubro de "Costo de generación de energía" del estado separado de resultados y otros resultados integrales.

v. *Acuerdo de Largo Plazo para la adquisición de piezas de reemplazo y prestación de servicios de mantenimiento para las centrales térmicas*

El 27 de marzo de 2009, Siemens Power Generation, Inc. (hoy Siemens Energy Inc.) y Siemens Power Generation Service Company, Ltd. (cuyos derechos y obligaciones se encuentran hoy cedidos a Siemens S.A.C.) suscribieron con la Compañía un contrato LTSA para la adquisición de repuestos y piezas de reemplazo, así como la prestación de servicios de mantenimiento programados (menores y mayores) para la turbina marca Siemens instalada en la planta de generación termoeléctrica de Santa Rosa. El LTSA referido a la turbina Siemens de Santa Rosa entró en vigencia en su fecha de suscripción y se mantendrá vigente hasta que: (a) la turbina Siemens de la Central Termoeléctrica Santa Rosa acumule 100,000 HES; o (b) transcurran 18 años desde su suscripción; o (c) se ejecuten dos inspecciones mayores y dos inspecciones de Ruta de Gases Calientes según han sido definidas en el mismo contrato, lo que suceda primero.

El contrato establece diversas formas de pago; tales como, un pago inicial por repuestos y equipos especificados en los respectivos acuerdos, pagos mensuales sobre la base de un esquema de acumulación de horas equivalentes de servicio (HES) para la turbina, pagos fijos mensuales por las turbinas, pagos de acuerdo al cronograma especificado por servicio de mantenimiento menores y mayores programados, según la acumulación de HES, y pagos mensuales por servicio de mantenimiento del sistema de control de las turbinas de gas de cada contrato.

vi. *Contratos de Suministro de Combustible para las Centrales Térmicas*

El 7 de setiembre de 2009, la Compañía celebró con Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (Petroperú) un contrato de suministro de Diesel B5 S-50 u otro combustible similar destinado a las centrales térmicas con una vigencia de 1 (un) año renovable. Mediante comunicaciones entre las partes el plazo de vigencia se amplió a tres años, y se formalizó mediante adenda del 13 de diciembre de 2010, incluyéndose renovación automática por períodos similares si no hay aviso previo en contrario. Al 30 de septiembre de 2025, el contrato se encuentra vigente.

De acuerdo con el contrato celebrado, Petroperú asume el compromiso de suministrar el volumen solicitado por la Compañía, según las condiciones establecidas en el Contrato. Asimismo, la Compañía asume el compromiso de pagar a Petroperú el precio correspondiente al combustible efectivamente suministrado en la forma y oportunidades convenidas en el contrato.

El 7 de diciembre de 2018, la Compañía celebró con Repsol Comercial S.A.C. (Repsol) un contrato de suministro de Diesel B5 S50 destinado a las centrales térmicas con una vigencia de tres (3) años, el cual ha sido extendido hasta el 31 de diciembre de 2026 mediante adenda. Asimismo, dicho plazo se renovará automáticamente por periodos anuales sucesivos a partir del 01 de enero de 2027. De acuerdo al contrato celebrado, Repsol asume el compromiso de almacenar y disponer 25,000 barriles mensuales que pueden ser destinados a la Compañía en caso éste lo solicite. Asimismo, la Compañía se obliga a pagar a Repsol el precio correspondiente al combustible efectivamente suministrado en la forma y oportunidades convenidas en el contrato.

El 28 de mayo de 2025, la Compañía celebró con Corporación Primax S.A. (Primax) un contrato de suministro de Diesel B5 S50 destinado a las centrales térmicas con una vigencia de tres (3) años desde la suscripción. Asimismo, dicho plazo se renovará automáticamente por periodos anuales sucesivos. De acuerdo con el contrato celebrado, Primax asume el compromiso de almacenar y disponer 35,000 barriles mensuales que pueden ser destinados a la Compañía en caso éste lo solicite. Asimismo, la Compañía se obliga a pagar a Primax el precio correspondiente al combustible efectivamente suministrado en la forma y oportunidades convenidas en el contrato.

vii. Acuerdos de Opción de Compra de Potencia

Mediante Resolución N° 216-2018-OS/CD de 28 de diciembre de 2018 y al amparo del Decreto Supremo N° 022-2018-EM del 5 de setiembre de 2018, se aprobó el procedimiento transitorio para la evaluación de adendas a los contratos resultantes de licitaciones, por el cual se autoriza a las empresas distribuidoras y generadores a suscribir modificaciones a los referidos contratos, siempre que se cumplan con las condiciones estipuladas en la única disposición complementaria y transitoria de la norma referida, previa aprobación de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERMIN).

En la disposición complementaria transitoria única del citado Decreto Supremo N° 022-2018-EM, se establece un procedimiento transitorio, para aprobación y firma de adendas a los contratos, vigente desde el 6 de setiembre hasta el 31 de diciembre de 2018, en el que se autoriza a las distribuidoras y generadoras a suscribir modificaciones al contrato referidas al plazo de vigencia, potencia contratada y/o precios fijos que se encuentren vigentes al 5 de setiembre de 2018.

Como resultado de los citados procesos de renegociación de los contratos de licitaciones de largo plazo, el OSINERMIN autorizó a la Compañía suscribir adendas por el suministro de potencia contratada destinada al abastecimiento de su mercado regulado, a los contratos que iniciaron entre el 1 de enero de 2014 y el 1 de enero de 2018, las mismas que incluyen la opción de vender energía a diversas empresas de distribución al término del plazo indicado, a la tarifa establecida en el contrato actual original.

Los acuerdos de opción corresponden al pago por el derecho que otorgan las compañías distribuidoras a las empresas de generación para modificar el contrato de suministro de electricidad suscrito por las partes en relación con el abastecimiento del mercado entre los años 2024 y 2030. Los acuerdos de opción fueron ejecutados al 31 de diciembre de 2021.

viii. Transitional Service Agreement ("TSA"):

El 9 de mayo de 2024 entró en vigencia el contrato "TSA" mediante el cual la Compañía recibe servicios principalmente relacionados a tecnologías de información por el período de un año por parte del Grupo Enel. El contrato llegó a término en mayo de 2025.

5. Bases de Preparación de los Estados Financieros Separados

A. Bases de contabilización

Los estados financieros separados de la Compañía han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante IASB), vigentes al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

La nota 6, incluye detalles de las políticas contables de la Compañía.

B. Estados financieros separados

La Compañía ha preparado estados financieros separados de acuerdo con la NIC 27: Estados financieros separados. De acuerdo con las NIIF vigentes al 30 de septiembre de 2025, no existe obligación de preparar estados financieros separados, sin embargo, estos se preparan para fines estatutarios de gestión, legales y tributarios. La Compañía también prepara estados financieros consolidados de acuerdo con lo previsto en la NIIF 10, que se presentan en forma separada. Para una correcta interpretación de los estados financieros separados de acuerdo con NIIF, éstos deben leerse juntamente con los estados financieros consolidados de la Compañía y sus subsidiarias que se presentan por separado.

C. Responsabilidad de la información

La información contenida en estos estados financieros separados es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía la cual manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y

criterios incluidos en las NIIF emitidas por el IASB vigentes al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

D. Base de medición

Los estados financieros separados han sido preparados sobre la base del costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Compañía a excepción de los instrumentos financieros derivados, registrados a su valor razonable.

E. Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros separados se presentan en soles (S/), que es la moneda funcional y de presentación de la Compañía. Toda la información es presentada en miles de soles y ha sido redondeada a la unidad más cercana, excepto cuando se indica de otra manera.

F. Uso de estimaciones y juicios

La preparación de los estados financieros separados 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, así como las cifras reportadas de ingresos y gastos.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

i. Juicios

La información sobre juicios realizados en la aplicación de políticas contable que tiene el efecto más importante sobre los importes reconocidos en los estados financieros separados se describe en las siguientes notas:

- Plazo de arrendamiento: si la Compañía está razonablemente segura de ejercer opciones de extensión en los contratos de arrendamiento (nota 6.H).
- Posición fiscal incierta: estimación del impuesto corriente por pagar y el gasto por impuestos corrientes en relación con una posición fiscal incierta (nota 6.L).

ii. Supuestos e incertidumbres en las estimaciones

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material a los importes en libros de activos y pasivos se incluye en las siguientes notas:

- Reconocimiento y medición de provisiones y contingencias: supuestos claves relacionados con la probabilidad y magnitud de una salida de recursos económicos (notas 6.M y 6.P);
- Reconocimiento de activos por impuestos diferidos: disponibilidad de futuras utilidades imponibles contra las que pueden utilizarse las diferencias temporarias deducibles y las pérdidas compensadas obtenidas en períodos anteriores (nota 6.L);
- Estimación por deterioro de inventarios (nota 6.D);
- Estimación de la vida útil y valores residuales de plantas generadoras, edificios y otras construcciones, mobiliario y equipos (nota 6.G).

iii. Medición de los valores razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de la Compañía requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

Cuando se mide el valor razonable de un activo o pasivo, la Compañía utiliza datos de mercado observables siempre que sea posible. Los valores razonables se clasifican en niveles distintos dentro de una jerarquía del valor razonable que se basa en los datos de entrada usados en las técnicas de valoración, como sigue:

- Nivel 1: Precios cotizados (no-ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Datos de entrada diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).
- Nivel 3: Datos para el activo o pasivo que no se basan en datos de mercado observables (datos de entrada no observables).

Si los datos de entrada usados para medir el valor razonable de un activo o pasivo se clasifican en niveles distintos de la jerarquía del valor razonable, entonces la medición del valor razonable se clasifica en su totalidad en el mismo nivel de la jerarquía del valor razonable que la variable de nivel más bajo que sea significativa para la medición total.

La Compañía reconoce las transferencias entre los niveles de la jerarquía del valor razonable al final del período sobre el que se informa durante el que ocurrió el cambio.

6. Políticas contables materiales

A. Efectivo y equivalentes al efectivo

El rubro efectivo y equivalentes al efectivo presentado en el estado separado de situación financiera comprende el saldo caja, cuentas corrientes y los depósitos a plazo con un vencimiento original menor a tres meses.

B. Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero de una entidad y a un pasivo financiero o instrumento de patrimonio de otra entidad.

▪ Activos financieros

i. Reconocimiento y medición inicial

Las cuentas por cobrar comerciales e instrumentos de deuda emitidos inicialmente se reconocen cuando estos se originan. Todos los otros activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando la Compañía se hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo) o pasivo financiero se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

Los activos financieros de la Compañía incluyen efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a entidades relacionadas y otras cuentas por cobrar.

ii. Clasificación y medición posterior

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral - inversión en deuda, a valor razonable con cambios en otro resultado integral - inversión en patrimonio, o a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Compañía cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está medido a valor razonable con cambios en resultados:

- El activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Evaluación del modelo de negocio

La Compañía realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de cartera ya que este es el que mejor refleja la manera en que se gestiona el negocio y en que se entrega la información a la Gerencia. La información considerada incluye:

- Las políticas y los objetivos señalados para la cartera y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si la estrategia de la Gerencia se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil de rendimiento de interés concreto o coordinar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas o realizar flujos de efectivo mediante la venta de los activos;
- Cómo se evalúa el rendimiento de la cartera y cómo éste se informa al personal clave de la Gerencia de la Compañía;
- Los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;
- Cómo se retribuye a los gestores del negocio (por ejemplo, si la compensación se basa en el valor razonable de los activos gestionados o sobre los flujos de efectivo contractuales obtenidos); y
- La frecuencia, el valor y el calendario de las ventas en períodos anteriores, las razones de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

Las transferencias de activos financieros a terceros en transacciones que no califican para la baja en cuentas no se consideran ventas para este propósito, de acuerdo con el reconocimiento continuo de la Compañía de los activos.

Medición posterior y ganancias y pérdidas

Activos financieros al costo amortizado	Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.
Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados	Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas se reconocen en resultados. No obstante (nota 5.C.) en el caso de los derivados designados como instrumentos de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, los activos financieros de la Compañía son presentados en el estado separado de situación financiera en los rubros de efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a entidades relacionadas y otras cuentas por cobrar y pertenecen íntegramente a la categoría "Costo amortizado", con excepción de los Instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura.

▪ ***Pasivos financieros***

Reconocimiento y medición inicial

Los pasivos financieros se clasifican como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en resultados. Un pasivo financiero se clasifica al valor razonable con cambios en resultados si está clasificado como mantenido para negociación, es un derivado o es designado como tal en el reconocimiento inicial. Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se miden al valor razonable y las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier gasto por intereses, se reconocen en resultados. Los otros pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconoce en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas también se reconoce en resultados.

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, los pasivos financieros de la Compañía incluyen cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas y otros pasivos financieros y pertenecen a la categoría costo amortizado. La Compañía no ha reconocido ningún pasivo financiero en la categoría de valor razonable con cambios en resultados. Ver nota 5.D. para los pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

La Compañía efectúa baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en que la se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero, o no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene control sobre los activos transferidos.

Pasivos financieros

La Compañía da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. La Compañía también da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluidos los activos que no son en efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

iv. Compensación

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presente en el estado separado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando la Compañía tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

v. *Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas*

La Compañía mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrados de forma separada si el contrato principal no es un activo financiero y se cumplen ciertos criterios.

Los derivados se miden inicialmente al valor razonable. Después del reconocimiento inicial, los instrumentos financieros derivados son valorizados al valor razonable, y sus cambios generalmente se reconocen en el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

La Compañía designa los instrumentos derivados como de cobertura para cubrir la variabilidad en los flujos de efectivo asociados con transacciones previstas altamente probables que surgen de cambios en las tasas de cambio.

Al inicio de las relaciones de cobertura designadas, la Compañía documenta el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura. La Compañía también documenta la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura, incluyendo si se espera que los cambios en los flujos de efectivo del elemento cubierto y el instrumento de cobertura se compensen entre sí.

Coberturas de flujos de efectivo

Cuando un instrumento derivado es designado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce en otros resultados integrales y se presenta en la reserva de cobertura. La porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado que se reconoce en otro resultado integral se limita al cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta, determinado sobre una base del valor presente, desde el inicio de la cobertura. Cualquier porción inefectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce de inmediato en resultados.

Cuando la transacción prevista cubierta posteriormente resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, el importe acumulado en la reserva de cobertura se incluye directamente en el costo inicial de la partida no financiera cuando se reconoce.

Para todas las otras transacciones previstas cubiertas, el importe acumulado en la reserva de cobertura es reclasificado en el mismo período o períodos durante los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan al resultado.

Si la partida cubierta deja de cumplir con los criterios para la contabilidad de coberturas o el instrumento de cobertura se vende, expira, es terminado o se ejerce, la contabilidad de coberturas se discontinúa prospectivamente. Cuando se discontinúa la contabilidad de coberturas para las coberturas de flujos de efectivo, el importe que se ha acumulado en la reserva de cobertura permanece en el patrimonio hasta que, en el caso de la cobertura de una transacción que resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, se incluye en el costo de la partida no financiera en el reconocimiento inicial o, en el caso de otras coberturas de flujos de efectivo, se reclasifica en resultados en el mismo período o períodos en los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Si se deja de esperar que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran, los importes que se han acumulado en la reserva de cobertura se reclasificarán inmediatamente al resultado.

Derivados implícitos

Los derivados implícitos contenidos en los contratos huésped son contabilizados como un derivado separado y registrados a su valor razonable si las características económicas y riesgos asociados no están directamente relacionadas con el contrato huésped y este contrato no ha sido designado como un activo financiero negociable o designado a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Las ganancias o pérdidas por los cambios en el valor razonable de los derivados implícitos son registradas en el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no tiene derivados implícitos que requieren ser separados.

Cobertura de instrumentos financieros no derivados

La Compañía designa ciertos instrumentos financieros no derivados como instrumentos de cobertura para cubrir la variabilidad en los flujos de efectivo asociados con transacciones previstas altamente probables derivados de cambios en tasas de cambio. Si existe un alto grado de correlación entre los ingresos y las variaciones del tipo de cambio del dólar estadounidense, la Compañía estará sujeta a un riesgo de tipo de cambio por sus flujos futuros de efectivo.

Al inicio de relaciones de cobertura designadas, la Compañía documenta el objetivo y estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura. La Compañía también documenta la relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura, incluyendo si se espera que los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta y el instrumento de cobertura se compensen entre sí. La NIIF 9 permite cubrir estos ingresos mediante la obtención de deudas en moneda extranjera. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en el estado separado de resultados y otros resultados integrales en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

C. Deterioro del valor de activos

i. Activos financieros no derivados

Instrumentos financieros y activos del contrato

La Compañía reconoce correcciones de valor para pérdidas crediticias esperadas por los activos financieros medidos al costo amortizado.

La Compañía mide las correcciones de valor por un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide al importe de las pérdidas crediticias esperadas de doce meses:

- Instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y
- Otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las correcciones de valor por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato siempre se miden por un importe igual al de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida. Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial al estimar las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzos indebidos. Esta incluye información y análisis cuantitativos y cualitativos, basada en la experiencia histórica de la Compañía y una evaluación crediticia informada incluida aquella referida al futuro.

La Compañía asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si tiene una mora de más de 360 días.

La Compañía considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando:

- No es probable que el cliente pague sus obligaciones crediticias por completo a la Compañía, sin recurso por parte de la Compañía a acciones como la ejecución de la garantía (si existe alguna); o
- El activo financiero tiene una mora de 360 días o más.

Las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero.

Las pérdidas crediticias esperadas de doce meses son la parte de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo que proceden de sucesos de incumplimiento sobre un instrumento financiero que están posiblemente dentro de los 12 meses después de la fecha de presentación (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses).

El período máximo considerado al estimar las pérdidas crediticias esperadas es el período contractual máximo durante el que la Compañía está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las pérdidas crediticias esperadas

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por probabilidad de las pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir).

Las pérdidas crediticias esperadas son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

Activos financieros con deterioro crediticio

En cada fecha de presentación, la Compañía evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

Evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- Dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;
- Una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de los plazos estipulados;
- Reestructuración de un préstamo o adelanto por parte de la Compañía en términos que este no consideraría de otra manera;
- Se está convirtiendo en probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Las correcciones de valor para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

En el caso de instrumento de deuda al valor razonable con cambio en otros resultados integrales, la corrección de valor se carga a resultados y se reconoce en otro resultado integral.

Castigo

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando la Compañía no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción del mismo.

ii. Activos no financieros

A cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, la Compañía evalúa si existe algún indicio de que un activo no financiero (distinto de propiedades de inversión y activo por impuesto a la renta diferido) pudiera estar deteriorado en su valor. Si existe tal indicio, o cuando una prueba anual de deterioro del valor para un activo es requerida, la Compañía 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, ya sea de un activo o de una unidad generadora de efectivo, y su valor en uso, y se determina para un activo individual, salvo que el activo no genere flujos de efectivo que sean sustancialmente independientes de los de otros activos o grupos de activos.

Cuando el importe en libros de un activo o de una unidad generadora de efectivo (UGE) 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.

Las pérdidas por deterioro del valor se reconocen en el estado separado de resultados y otros resultados integrales en aquellas categorías de gastos que correspondan con la función del activo deteriorado.

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 deterioro del valor de ese activo. 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 separado de resultados y otros resultados integrales.

D. Inventarios

Los inventarios están conformados por materiales de operación y mantenimiento, los cuales se destinan al mantenimiento de las Centrales de Generación y se presentan al costo o al valor neto de realización, el menor, netas de la estimación por desvalorización.

El costo se determina sobre la base de un promedio ponderado, excepto en el caso de los inventarios 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.

Los repuestos considerados críticos para asegurar la continuidad de las operaciones de la planta se clasifican como propiedades, plantas y equipos y se deprecian usando el método de línea recta de acuerdo a las tasas aplicables.

La Gerencia evalúa periódicamente la desvalorización y obsolescencia de estos activos. La desvalorización y obsolescencia se registra con débito a resultados, cuando existen, en base a estimados de las áreas técnicas de la Compañía.

E. Seguros y otros servicios pagados por adelantado

Los criterios adoptados para el registro de estas partidas son:

- Los seguros se registran por el valor de la prima pagada para la cobertura de los diferentes activos y se amortizan siguiendo el método de línea recta durante la vigencia de las pólizas.
- Los pagos adelantados por otros servicios se registran como un activo y se reconocen como gasto cuando el servicio es devengado.

F. Inversiones en Subsidiarias

Las inversiones en sus Subsidiarias se registran bajo el método del costo, considerando cualquier deterioro que se identifique en el valor de la inversión. La Compañía determina, en cada fecha del estado separado de situación financiera, si hay una evidencia objetiva de que las inversiones en sus subsidiarias han perdido valor. Si fuera el caso, la Compañía estima el importe del deterioro como la diferencia entre el valor razonable de las inversiones en sus subsidiarias y su correspondiente valor en libros, y reconoce la pérdida en el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

La subsidiaria es una entidad sobre la que la Compañía tiene el poder de gobernar sus políticas operativas y financieras, generalmente por ser propietario de más de la mitad de sus acciones con derecho a voto. La existencia y efecto de derechos a voto potenciales que son actualmente ejercitables o convertibles se consideran al evaluar si la Compañía controla a otra entidad. Los dividendos se reconocen como ingresos en el ejercicio que se toma el acuerdo de distribución o capitalización, según corresponda.

Al 30 de septiembre de 2025 la Compañía mantiene control directo en sus subsidiarias Chinango S.A.C., Energética Monzón S.A.C., SL Energy, Orygen Ventures S.A.C.; así como control indirecto sobre RDS Solar S.A.C. y Morrope Wind S.A.C.

Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía mantiene control en sus subsidiarias Chinango S.A.C., Energética Monzón S.A.C. y SL Energy.

G. Propiedades, plantas y equipo

Propiedades, plantas y equipo 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 desmantelamiento 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, plantas y equipos requieren ser reemplazados, la Compañía 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 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 separado de resultados y otros resultados integrales 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, plantas y equipos 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 separado de resultados y otros 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 período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación de energía son capitalizados formando parte del costo del activo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico de la Compañía con relación a la inversión efectuada.
- Para capitalizar los gastos directos de personal, la Compañía 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 es calculada bajo el método de línea recta tomando en consideración las siguientes vidas útiles:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 20 y 60
Plantas generadoras	Entre 10 y 80
Muebles y enseres	Entre 10 y 15
Equipos diversos	Entre 4 y 10
Unidades de transporte	4

H. Arrendamientos

Como arrendatario

Al comienzo o en la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, la Compañía asigna la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes relativos. Sin embargo, para los arrendamientos de propiedad, la Compañía ha optado por no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento como un solo componente de arrendamiento.

Activos por derecho de uso

La Compañía reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende el monto inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes de la fecha de inicio, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos para dismantelar y eliminar el activo subyacente o para restaurar el activo subyacente o el sitio en el que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta desde la fecha de comienzo hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que se transfiera, la propiedad del activo subyacente para la Compañía al final del plazo del arrendamiento, o el costo del activo por derecho de uso refleja que la Compañía ejercerá una opción de compra. En ese caso, el activo por derecho de uso será depreciado durante la vida útil del activo subyacente, que se

determina sobre la misma base como los de propiedad y equipo. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente en pérdidas por deterioro, si las hubiera, y ajustadas por ciertas nuevas mediciones del pasivo por arrendamiento.

Pasivos por arrendamiento

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se pagan en la fecha de inicio, descontados utilizando la tasa de interés implícita o, si esa tasa no puede determinarse fácilmente, la tasa de interés incremental de los préstamos. Generalmente, la Compañía utiliza su tasa de endeudamiento incremental como la tasa de descuento.

La Compañía determina su tasa de endeudamiento incremental obteniendo tasas de interés de varias fuentes de financiamiento externas y realiza ciertos ajustes para reflejar los términos del arrendamiento y tipo de activo arrendado.

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden lo siguiente:

- Pagos fijos, incluidos los pagos fijos en esencia;
- Pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, medidos inicialmente utilizando el índice o tasa a la fecha de inicio;
- Importes que se espera pagar en virtud de una garantía de valor residual; y
- El precio de ejercicio en virtud de una opción de compra que está razonablemente seguro de ejercer, pagos de arrendamiento en un período de renovación opcional si está razonablemente seguro de ejercer una opción de extensión, y sanciones por terminación anticipada de un arrendamiento a menos que la Compañía esté razonablemente seguro de no terminar temprano.

El pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo. Se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento futuros que surgen de un cambio en un índice o tasa, si hay un cambio en la estimación de la Compañía del monto que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si la Compañía cambia su evaluación de si ejercerá una opción de compra, extensión o terminación o si hay un pago de arrendamiento fijo revisado en sustancia.

Cuando el pasivo por arrendamiento se vuelve a medir de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al valor en libros del activo por derecho de uso, o se registra en resultados si el valor en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

La Compañía ha decidido no reconocer los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento para arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos y arrendamientos de activos de bajo valor. La Compañía reconoce los pagos de arrendamiento asociados con estos arrendamientos como un gasto en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

Opciones de ampliación y terminación

Las opciones de ampliación y terminación se incluyen en una serie de arrendamientos. Estos se utilizan para maximizar la flexibilidad operativa en términos de gestión de los activos utilizados en las operaciones de la Compañía. La mayoría de las opciones de ampliación y terminación mantenidas son ejercitables solo por la Compañía y no por el arrendador respectivo.

I. Intangibles

Los activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados netos de su amortización acumulada. La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el

método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos. A continuación, la vida útil por clase de intangible:

	Años
Concesiones y derechos	30
Software	Entre 3 y 10

La estimación sobre la vida útil se revisa periódicamente para asegurar que el período de amortización sea consistente con el patrón previsto de beneficios económicos de dichos activos.

J. Provisión por desmantelamiento de centrales

Los pasivos por desmantelamiento son reconocidos cuando la Compañía 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.

El devengamiento del descuento se contabiliza como gasto a medida que se incurre y se reconoce en el estado separado de resultados y otros resultados integrales 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.

K. Bonos

La obligación por emisión de bonos se registra a su valor nominal. Las comisiones y los intereses se reconocen en los resultados del ejercicio cuando se devengan.

L. Impuesto a las ganancias corriente y diferido

El gasto por impuesto a las ganancias incluye el impuesto corriente y el diferido. Se reconoce en resultados excepto en la medida en que se relacione con una combinación de negocios, o partidas reconocidas directamente en patrimonio u otros resultados integrales.

La Compañía ha determinado que el interés y las multas relacionados con los impuestos a las ganancias, no cumplen con la definición de impuestos a las ganancias y, en consecuencia, se contabilizan bajo la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes.

Impuesto a las ganancias corriente

El impuesto corriente comprende el impuesto por pagar o por cobrar esperado sobre el ingreso o pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar con respecto a años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna. Las normas legales y tasas usadas para calcular los importes por pagar son las que están vigentes en la fecha del estado separado de situación financiera.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes se compensan sólo si se cumplen ciertos criterios:

- (a) Si la entidad tiene el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos; y
- (b) Si la entidad tiene la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Impuesto a las ganancias diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos tributarios y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en la reversión de las diferencias temporarias correspondientes. Si el importe de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuesto diferido, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias imponibles, con base en los planes de negocios individuales de la Compañía. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación del activo por impuestos diferidos.

La medición de los impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, a la fecha de presentación, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios que existan beneficios futuros suficientes para que el activo diferido se pueda aplicar.

Posiciones tributarias inciertas

La aceptación de un tratamiento impositivo concreto según la legislación fiscal puede no ser conocida hasta que la autoridad fiscal correspondiente o los tribunales de justicia tomen una decisión en el futuro. Por consiguiente, una disputa o inspección de un tratamiento impositivo concreto por parte de la autoridad fiscal puede afectar la contabilización de una entidad del activo o pasivo por impuestos diferidos o corrientes.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad lo determinará de forma congruente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuestos a las ganancias.

Si una entidad concluye que no es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre.

Si un tratamiento impositivo incierto afecta a los impuestos corrientes e impuestos diferidos, una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto corriente y el impuesto diferido.

Una entidad evaluará nuevamente un juicio o estimación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación. Una entidad reflejará el efecto de un cambio en los hechos y circunstancias o de nueva información como un cambio en una estimación contable.

M. Contingencias

Los pasivos contingentes son registrados en los estados financieros separados 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 separados, éstas se revelan en notas en los estados financieros separados, excepto que la posibilidad que se desembolse un flujo económico sea remota.

Por su naturaleza, las contingencias sólo se resolverán cuando uno o más eventos futuros ocurran o no. La determinación de las contingencias involucra inherentemente el ejercicio del juicio y el cálculo de estimados de los resultados de eventos futuros.

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

N. Provisiones

Se reconoce una provisión sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como consecuencia de un hecho pasado, es probable que se requerirá 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 separado de situación financiera.

El gasto relacionado con una provisión se muestra en el estado separado de resultados y otros resultados integrales. Cuando el efecto del tiempo es significativo, las provisiones son descontadas 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.

O. Beneficios a los empleados

La Compañía 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 separado de resultados y otros resultados integrales, a medida que se devengan.

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

La Compañía otorga premios por antigüedad a sus empleados por cada período de cinco años trabajados (quinquenio), los cuales se calculan con base en porcentaje de la remuneración vigente al término del período. Esta obligación se estima sobre la base de cálculos actuariales. La Compañía registra el gasto según el criterio del devengado y cualquier ganancia o pérdida actuarial se registra directamente en el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

P. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen por el valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, derivada de los mismos. Estos ingresos son reducidos por aquellas estimaciones tales como devoluciones de clientes, rebajas y otros conceptos similares.

Los ingresos por la venta de energía y potencia se reconocen para representar la transferencia de bienes o servicios prometidos a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de bienes o servicios, considerando los siguientes 5 pasos:

- Paso 1: Identificar el contrato con el cliente.
- Paso 2: Identificar las obligaciones separadas del contrato.

- Paso 3: Determinar el precio de transacción.
- Paso 4: Distribuir el precio de transacción entre las obligaciones del contrato.
- Paso 5: Reconocer el ingreso cuando (o a medida que) la entidad satisface las obligaciones del contrato.

La siguiente tabla presenta información sobre la naturaleza y la oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyen términos de pago significativos y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos.

Tipo de producto/ servicio	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Reconocimiento de ingresos
Venta de energía y potencia	La Compañía considera, con base en todos los hechos y circunstancias relevantes, que la obligación de entregar energía y potencia se considera como servicios que se transfieren consecutivamente durante la vigencia del contrato, que se prestan y consumen simultáneamente. Eso significa que el cliente consume inmediatamente cada unidad de energía (kWh) y potencia. De acuerdo con los términos del contrato, el monto que se facturará se basa en las unidades de energía transferidas al cliente. Las facturas generalmente se cobran dentro de los 30 días.	Los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo a medida que se proporcionan la energía y potencia.

Ingresos por intereses

Los intereses se reconocen en proporción al tiempo transcurrido, de forma que reflejen el rendimiento efectivo del activo sobre la base del método de tasa de interés efectivo.

Dividendos y otros ingresos

Los dividendos se registran como ingresos cuando se declaran y los otros ingresos se registran en el período en que devenga.

Q. Reconocimiento de costos y gastos

Los costos de generación de energía son reconocidos cuando se devengan. Asimismo, el costo por la compra de energía es reconocido cuando se devenga, de manera simultánea al reconocimiento de los ingresos por la correspondiente venta.

Los costos de financiamiento, no relacionados con los proyectos de construcción a largo plazo, se registran cuando se devengan e incluyen los cargos por intereses y otros costos incurridos relacionados con los préstamos obtenidos.

Los otros costos y gastos se reconocen a medida que devengan, independientemente del momento en que se pagan, y se registran en los períodos con los cuales se relacionan.

R. Transacciones en moneda extranjera

Moneda funcional y moneda de presentación

La Compañía ha definido el Sol como su moneda funcional y de presentación.

Las transacciones en moneda extranjera (cualquier moneda distinta a la moneda funcional) son inicialmente trasladadas a la moneda funcional (soles) usando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. En la conversión de la moneda extranjera se utilizan los tipos de cambio emitidos por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son posteriormente ajustados a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente en la fecha del estado separado de situación financiera. Las ganancias y pérdidas por diferencia en 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 cierre de cada mes, son reconocidas en el estado separado de resultados y otros resultados integrales.

Los activos y pasivos no monetarios en moneda extranjera, que son medidos en términos de costos históricos, son trasladados a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones.

S. Capital en acciones

Las acciones comunes se clasifican como patrimonio y se reconocen a su valor nominal. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido, neto de impuestos.

T. Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como pasivo en los estados financieros separados en el período en el que éstos se aprueban por los accionistas de la Empresa.

U. 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 separado de situación financiera. Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no mantuvo instrumentos financieros con efecto dilutivo, por lo que las utilidades básica y diluida por acción son las mismas.

V. Segmentos

Un segmento de negocios es un grupo de activos y operaciones que proveen bienes o servicios, y que está sujeto a riesgos y retornos significativos distintos a los riesgos y retornos de otros segmentos de negocios. Un segmento geográfico se caracteriza por proveer bienes o servicios dentro de un ambiente económico particular que está sujeto a riesgos y retornos diferentes de aquellos segmentos que operan en otros ambientes económicos. En el caso de la Compañía, la Gerencia ha determinado que su único segmento reportable es el de generación de energía.

W. Hechos posteriores

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio que proveen evidencia de las condiciones que existían sobre la situación financiera de la Compañía a la fecha del estado separado de situación financiera (eventos de ajuste) son incluidos en los estados financieros separados. Los hechos posteriores importantes que no son eventos de ajuste son expuestos en notas a los estados financieros separados (nota 34).

X. Nuevos pronunciamientos contables

Pronunciamientos contables vigentes

La siguiente modificación a NIIF es de aplicación obligatoria a partir de los períodos anuales iniciados el 1 de enero de 2025:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Ausencia de convertibilidad (Modificaciones a la NIC 21)	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2025. Se permite adopción anticipada.

La Compañía evaluó la aplicación de esta modificación determinando que no existen impactos en los estados financieros separados al 30 de septiembre de 2025.

Y. Pronunciamientos contables emitidos aún no vigentes

Los siguientes pronunciamientos contables emitidos son aplicables a los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2026, y no han sido aplicados en la preparación de estos estados financieros separados. La Compañía tiene previsto adoptar los pronunciamientos contables que les correspondan en sus respectivas fechas de aplicación y no anticipadamente.

Modificaciones a las NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o Aportaciones de Activos entre un Inversor y su Asociada o Negocio Conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)	Fecha efectiva diferida indefinidamente.
Clasificación y medición de instrumentos financieros (Modificación a la NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales que comienzan en o a partir del 1 de enero de 2026.
Mejoras anuales a las normas contables NIIF (Modificaciones a la NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7)	
Presentación y revelación en Estados Financieros (NIIF 18)	Períodos anuales que comienzan en o a partir del 1 de enero de 2027.
Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas revelación (NIIF 19)	

La Gerencia espera que estos pronunciamientos contables emitidos aún no vigentes no tengan un impacto significativo sobre los estados financieros separados de la Compañía.

Z. Normas emitidas aún no vigentes

Los siguientes pronunciamientos emitidos son aplicables para la preparación de los informes de sostenibilidad. La Gerencia de la Compañía tiene previsto adoptar los pronunciamientos en sus respectivas fechas de aplicación y no anticipadamente.

Nuevas NIIF de Sostenibilidad	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF S1 Requerimientos Generales para la Información a Revelar sobre Sostenibilidad relacionada con la Información Financiera	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2024. Se permite adopción anticipada con la aplicación conjunta de la NIIF S2.
NIIF S2 Información a Revelar relacionada con el Clima	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2024. Se permite adopción anticipada con la aplicación conjunta de la NIIF S1.

Las NIIF S1 y S2 están sujetas a los procesos locales de adopción en Perú para entrar en vigencia.

La Gerencia espera que estas normas emitidas aún no vigentes no tengan un impacto significativo sobre los estados financieros de la Compañía.

7. Administración de Riesgos Financieros

Los principales pasivos financieros de la Compañía incluyen otros pasivos financieros, cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a entidades relacionadas y otras cuentas por pagar. La finalidad principal de estos pasivos financieros es financiar las operaciones de la Compañía. Por otro lado, la Compañía tiene efectivo y equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar a entidades relacionadas y otras cuentas por cobrar que surgen directamente de sus operaciones.

La Compañía está expuesta a los riesgos de mercado, de crédito y de liquidez, originados por cambios en la tasa de interés, en el tipo de cambio y en los precios.

Marco de gestión de riesgos

La Gerencia de la Compañía es responsable de administrar la gestión de estos riesgos, y de tomar las acciones necesarias para mitigar los impactos asociados a estos riesgos.

Las políticas de gestión de riesgo son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, 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 de la Compañía.

La Compañía, 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.

La Gerencia revisa y aprueba las políticas para administrar cada uno de los riesgos, que se resumen a continuación:

A. 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, por ejemplo, el tipo de cambio, tasas de interés o precios. Los instrumentos financieros afectados por el riesgo de mercado incluyen los préstamos y depósitos mantenidos por la Compañía.

Los análisis de sensibilidad que se ilustran en las próximas secciones se vinculan con la posición al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 y se prepararon sobre la base del monto de deuda neta, la proporción de interés fijo y variable y la proporción de los instrumentos financieros en monedas extranjeras.

i. Riesgo de tasa de interés

El endeudamiento a tasas variables podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. Por otro lado, el endeudamiento a tasas fijas podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos financieros.

La Compañía asume el riesgo de la volatilidad en las tasas de interés, bajo este sentido, mantiene la mayoría de sus obligaciones financieras a tasa de interés variable. Al 30 de septiembre de 2025, el 1.25% de las deudas y préstamos de la Compañía tienen una tasa de interés fija, mientras que al 31 de diciembre de 2024 fue del 3.6%, La Compañía se ha financiado a través de su accionista Niagara Energy S. A.C con préstamos a tasa variable, aprovechando las condiciones de mercado que ésta pueda obtener. Hasta la fecha de cambio de accionista (mayo 2024), la Compañía mantenía coberturas de tasas de interés sobre deuda que mantenía con la Banca Comercial.

A continuación, presentamos una conciliación de la reserva de cobertura de otro resultado integral, neto de impuestos, resultante de la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo del riesgo de tasa de interés con instrumentos financieros derivados.

<i>En miles de dólares estadounidenses</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Reserva de cobertura de flujo de efectivo		
Saldo inicial	-	9,452
Porción efectiva de cambios en el valor razonable	-	(9,434)
Saldo en reservas de variación neta por cobertura de flujos de efectivo al final del período	-	18

ii. 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. La exposición de la Compañía al riesgo de tasas de cambio se relaciona principalmente con las actividades operativas de la Compañía (cuando los ingresos o gastos se denominan en una moneda diferente de la moneda funcional de la Compañía, principalmente el dólar estadounidense (US\$)).

La Compañía cubre el riesgo de exposiciones de tipo de cambio mediante coberturas con contratos forward con un vencimiento menor a un año desde la fecha de presentación de las facturas para deudas en dólares estadounidenses con ciertos proveedores (nota 11(a)); y con instrumentos financieros no derivados (nota 19(j)) para flujos de caja futuros por ingresos operativos. Estos contratos están designados como coberturas de flujos de efectivo.

La Compañía 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 la Compañía al 30 de septiembre de 2025 fue una pérdida de S/ 15,654,000 (al 30 de septiembre de 2024 fue una ganancia neta de S/ 389,000), las cuales se presentan en el rubro "Diferencia de cambio, neta" del estado separado de resultados y otros resultados integrales.

Para ello, la Compañía determina la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta con base en las tasas de interés de referencia, los plazos, las fechas de vencimiento y los montos nominales.

La Compañía evalúa si se espera que el instrumento de cobertura designado en cada relación de cobertura sea efectivo para compensar los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta utilizando el método del derivado hipotético. En estas relaciones de cobertura, las principales fuentes de ineficacia son el efecto del riesgo de crédito propio de las contrapartes y de la Compañía sobre el valor razonable de los instrumentos de cobertura, que no está reflejado en el cambio en el valor razonable de los flujos de efectivo cubiertos atribuibles al cambio de las tasas de cambio y los cambios en la oportunidad de las transacciones cubiertas.

A continuación, presentamos una conciliación de la reserva de cobertura de otro resultado integral, neto de impuestos, resultante de la contabilidad de cobertura de flujos de efectivo del riesgo de tipo de cambio con instrumentos financieros derivados.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Reserva de cobertura de flujo de efectivo		
Saldo inicial	(1,713)	(27,437)
Porción efectiva de cambios en el valor razonable	6,835	28,032
Importe reclasificado al rubro "Ventas de energía y potencia" del estado separado de resultados y otros resultados integrales	(3,746)	(751)
Saldo final	1,376	(156)
Impuesto a las ganancias diferido		
Saldo inicial	809	(540)
Movimiento del año	(911)	884
Saldo final	(102)	344
Saldo en reservas de variación neta por cobertura de flujo de efectivo al final del período	1,274	188

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

Al 30 de septiembre de 2025, los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera están expresados en soles al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esas fechas, los cuales fueron S/ 3.476 venta y S/ 3.464 compra (S/ 3.770 venta y S/ 3.758 compra al 31 de diciembre de 2024), y se resumen como sigue:

<i>En miles de dólares estadounidenses</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Activos			
Efectivo y equivalentes al efectivo		36,024	62,525
Cuentas por cobrar comerciales		22,365	14,729
		58,389	77,254
Pasivos			
Cuentas por pagar comerciales		6,704	9,222
Otros pasivos financieros a largo plazo, incluye porción corriente		4,179	15,124
Cuentas por pagar a entidades relacionadas		334,487	411,584
		345,370	435,930
Deuda de cobertura	19(k)	331,500	410,000
Posición activa neta		44,519	51,324

Sensibilidad a las tasas de cambio

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en las tasas de cambio del dólar estadounidense, considerando que todas las demás variables permanecerán constantes, de la utilidad de la Compañía antes del impuesto a las ganancias (debido a cambios en el valor razonable de los activos y pasivos monetarios):

<i>En miles de soles</i>	Aumento/disminución en el tipo de cambio	Efecto en la utilidad antes del impuesto a las ganancias
2025		
Dólar estadounidense	10%	15,448
Dólar estadounidense	(10%)	(15,448)
2024		
Dólar estadounidense	10%	6,797
Dólar estadounidense	(10%)	(6,797)

B. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el incumplimiento de una contraparte de sus obligaciones asumidas en un instrumento financiero o contrato comercial, tiempo y forma, y que ello resulte en una pérdida financiera.

La Compañía está expuesta al riesgo de crédito por sus actividades operativas (principalmente por las cuentas por cobrar comerciales) y sus actividades financieras, incluyendo depósitos en bancos e instituciones financieras, operaciones de cambio de moneda extranjera y otros instrumentos financieros.

La Compañía tiene una política establecida para mitigar el riesgo de contraparte, utilizando las clasificaciones de riesgo de las instituciones financieras, como referencia para estructurar una cartera de inversiones que diversifica este riesgo acorde con las mejores prácticas de la Compañía.

i. Cuentas por cobrar comerciales

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 de la Compañía evalúa periódicamente el riesgo crediticio de su cartera de clientes, que toma en cuenta factores como: liquidez, endeudamiento, rentabilidad, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales, entre otros.

La necesidad de registrar una provisión por deterioro se analiza a cada fecha del período sobre el que se informa, la cual se encuentra de acuerdo con la política de la Compañía descrita en la nota 6.C.(i).

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.

La máxima exposición al riesgo de crédito a la fecha de los estados financieros separados son los valores en libros presentado en los rubros “Cuentas por cobrar comerciales”, “Cuentas por cobrar entidades relacionadas” y “Otras cuentas por cobrar” que se muestran en las notas 9, 10 y 11, respectivamente, del estado separado de situación financiera.

Instrumentos financieros y depósitos en efectivo

El riesgo de crédito surge de los saldos en bancos e instituciones financieras se gestiona a través de la Gerencia de Finanzas de la Compañía de acuerdo con su política corporativa. Las inversiones excedentes de fondos se hacen sólo con contrapartes aprobadas y dentro de los límites de crédito asignados a cada contraparte. La Gerencia de Finanzas de la Compañía revisa periódicamente la exposición de las contrapartes. Los límites se establecen para minimizar la concentración de riesgo de crédito y, por lo tanto, mitigan la pérdida financiera que pudiera surgir de los posibles incumplimientos de la contraparte.

En opinión de la Gerencia, al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 no existen riesgos de crédito significativos para la Compañía.

C. Riesgo de liquidez

La Gerencia tiene conocimiento que el riesgo de liquidez implica disponer de suficiente efectivo y equivalentes al efectivo y tener la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de diversas fuentes de crédito. La Compañía cuenta con adecuados niveles de efectivo y equivalentes al efectivo y una línea de crédito disponible.

Exposición al riesgo de liquidez

Los siguientes son los vencimientos contractuales restantes de los pasivos financieros a la fecha de presentación. Los importes se presentan brutos y no descontados, e incluyen los pagos de intereses contractuales y excluyen el impacto de los acuerdos de compensación.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

			Flujos de efectivo contractuales				
		Valor		Menos de	Entre 1 y 2	Entre 3 y 5	Entre 6 y 10
En miles de soles	Nota	en libros	Total	1 año	años	años	años a más
Al 30 de septiembre de 2025							
Pasivos financieros							
Cuentas por pagar comerciales	20	207,743	207,743	207,743	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	10.D	1,167,365	1,445,331	80,288	81,723	1,283,320	-
Otras cuentas pagar (*)	21	34,327	32,951	32,951	-	-	-
Otros pasivos financieros – Pasivos por arrendamiento	19	17,024	15,620	3,523	3,209	8,888	
		1,426,459	1,701,645	324,505	84,932	1,331,770	
Al 31 de diciembre de 2024							
Pasivos financieros							
Cuentas por pagar comerciales	20	311,700	311,700	311,700	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	10.D	1,558,626	2,049,003	125,631	118,678	1,804,694	-
Otras cuentas pagar (*)	21	50,379	50,379	50,379	-	-	-
Otros pasivos financieros – Bonos	19	38,736	46,071	2,392	2,392	41,287	-
Otros pasivos financieros – Pasivos por arrendamiento	19	18,492	19,721	4,333	3,848	9,681	1,859
		1,977,933	2,476,874	494,435	124,918	1,855,662	1,859

(*) No incluye tributos, anticipos recibidos y otorgados, ni los pasivos laborales.

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, los cuales incluyen el mantener buenas relaciones con bancos locales con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito en todo momento.

D. Gestión de capital

El principal objetivo de la gestión de capital de la Compañía 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. Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantiene dos calificaciones de riesgo locales: Pacific Credit Rating y Apoyo & Asociados, ambas con la máxima calificación crediticia para bonos y acciones.

La Compañía 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, la Compañía 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 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

En miles de soles	Nota	2025	2024
Otros pasivos financieros	19	14,735	57,228
Cuentas por pagar comerciales	20	207,743	311,700
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	10.D	1,167,365	1,558,626
Otras cuentas por pagar (*)	21	34,326	50,379
Total deuda bruta		1,424,169	1,977,933
Menos: Efectivo y equivalentes al efectivo	8	(240,026)	(328,258)
Deuda neta		1,184,143	1,649,675
Total patrimonio	25	3,517,673	3,255,093
Ratio de endeudamiento (%)		33.66	50.68

(*) No incluye tributos, anticipos recibidos y otorgados, ni los pasivos laborales.

E. Instrumentos financieros: valor razonable

A continuación, se presenta los valores en libros y los valores razonables de los activos y pasivos financieros incluyendo sus niveles de jerarquía de valor razonable, no se incluye información para activos financieros y pasivos financieros no medidos a valor razonable si el valor en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

	Nota	Valor razonable – Instrumentos de cobertura	Importe en libros			Valor razonable	
			Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total	Nivel 2	Total
En miles de soles							
Al 30 de septiembre de 2025							
Activos financieros medidos a valor razonable							
Instrumentos financieros derivados	11	1,376	-	-	1,376	1,376	1,376
		1,376	-	-	1,376	1,376	1,376
Activos financieros no medidos a valor razonable							
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	-	240,026	-	240,026	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	9	-	401,135	-	401,135	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	10	-	19,021	-	19,021	-	-
Otras cuentas por cobrar (*)	11	-	7,619	-	7,619	-	-
		-	667,801	-	667,801	-	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable							
Cuentas por pagar comerciales	20	-	-	207,743	207,743	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (**)	10	-	-	1,167,365	1,167,365	1,257,386	1,257,386
Otras cuentas por pagar (***)	21	-	-	34,326	34,326	-	-
Otros pasivos financieros	19	-	-	14,735	14,735	13,947	13,947
		-	-	1,424,169	1,424,169	1,271,333	1,271,333

(*) No incluye impuestos por cobrar, pagos por adelantado.

(**) No incluye dividendos por pagar, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

(***) No incluye impuestos por pagar, pagos por adelantado, pasivos laborales.

Oxygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

		Valor razonable – Instrumentos de cobertura	Importe en libros			Valor razonable	
			Activos financieros a costo amortizado	Otros pasivos financieros	Total	Nivel 2	Total
En miles de soles	Nota						
Al 31 de diciembre de 2024							
Activos financieros medidos a valor razonable							
Instrumentos financieros derivados	11	310	-	-	310	310	310
		310	-	-	310	310	310
Activos financieros no medidos a valor razonable							
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	-	328,258	-	328,258	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	9	-	476,087	-	476,087	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	10	-	7,482	-	7,482	-	-
Otras cuentas por cobrar (*)	11	-	70,787	-	70,787	-	-
		-	882,614	-	882,614	-	-
Pasivos financieros no medidos a valor razonable							
Cuentas por pagar comerciales	20	-	-	311,700	311,700	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	10	-	-	1,558,626	1,558,626	1,605,281	1,605,281
Otras cuentas por pagar (**)	21	-	-	50,379	50,379	-	-
Otros pasivos financieros	19	-	-	57,228	57,228	57,913	57,913
		-	-	1,977,933	1,977,933	1,663,194	1,663,194

(*) No incluye impuestos por cobrar, pagos por adelantado.

(**) No incluye impuestos por pagar, pagos por adelantado, pasivos laborales.

i. Técnicas de valoración y datos de entrada no observables significativos

A continuación, presentamos las técnicas de valoración usadas para medir los valores razonables Nivel 2 al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, así como también los datos de entrada no observables significativos usados. Los procesos de valoración correspondientes se describen en la nota 4.F.iii.

Instrumentos financieros medidos al valor razonable

Tipo	Técnica de valoración	Datos de entrada no observables significativos	Interrelación entre los datos de entrada no observables significativos y la medición de valor razonable
Contratos forward	<i>Precios a término:</i> Se determina usando tasas de cambio a término cotizadas a la fecha de presentación y cálculos del valor presente con base en curvas de rendimiento con alta calidad crediticia en las respectivas monedas.	No aplica.	No aplica.

Instrumentos financieros no medidos al valor razonable

Tipo	Técnica de valoración	Datos de entrada no observables significativos	Interrelación entre los datos de entrada no observables significativos y la medición de valor razonable
Otros pasivos financieros	<i>Flujos de efectivo descontados:</i> Se determina descontando los flujos de efectivo contractuales futuros a la tasa de interés vigente en el mercado y que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares.	No aplica	No aplica

8. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.A. y 6.B.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Cuentas corrientes (a)	240,026	328,255
Fondos fijos	-	3
	240,026	328,258

- (a) Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, los fondos mantenidos en sus cuentas corrientes son en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad, están depositados en bancos locales y del exterior con una alta evaluación crediticia y generan intereses a tasas de mercado.

El deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo se ha medido sobre la base de una pérdida crediticia esperada de 12 meses y refleja los vencimientos a corto plazo de las exposiciones. La Compañía considera que su efectivo y equivalentes de efectivo tienen un riesgo crediticio bajo con base en las calificaciones crediticias externas de las contrapartes.

9. Cuentas por Cobrar Comerciales

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.B. y 6.C.

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Energía facturada a clientes (b)		161,396	197,351
Energía y potencia entregada y no facturada	26	247,937	280,438
		409,333	477,789
Menos: Estimación de pérdida crediticia esperada (c)		(8,198)	(1,702)
		401,135	476,087

- a) Las cuentas por cobrar están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses. El saldo de las cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, corresponden a 206 y 190 clientes, respectivamente.
- b) En abril 2022, la Compañía celebró un contrato marco con una sociedad bancaria, por el cual la Compañía acuerda transferir el derecho irrevocable de cobro por el valor nominal de sus cuentas por cobrar comerciales, el cual deberá ser fijado en cada contrato complementario en función al importe transferido, al cual se le aplicará una tasa de descuento. Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 no se aplicó el contrato marco. Al 30 de septiembre de 2025 este contrato se encuentra vigente.

c) La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	No deterioradas	Deterioradas	Total
Al 30 de septiembre de 2025			
No vencido	394,486	1,386	395,872
Vencido			
Hasta 90 días	2,806	8	2,814
Más de 90 días	3,843	6,804	10,647
	401,135	8,198	409,333
Al 31 de diciembre de 2024			
No vencido	367,295	1,360	368,655
Vencido			
Hasta 90 días	95,306	300	95,606
Más de 90 días	13,486	42	13,528
	476,087	1,702	477,789

El movimiento de la estimación de la pérdida crediticia esperada es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo inicial al 1 de enero		1,702	1,366
Aumento	30	6,496	336
		8,198	1,702

El incremento de la pérdida crediticia estimada se debe a facturas con una antigüedad de más de 90 días que actualmente se encuentran en negociación con un Cliente.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, la estimación de la pérdida crediticia esperada de cuentas por cobrar comerciales al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

10. Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Ver política contable en notas 6.B. y 6.C.

A. Controladora y controladora final

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía tiene como controladora a Niagara Energy S.A.C., (ver nota 1).

B. Transacciones con personal clave de la Gerencia

i. Préstamos a directores

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, no hay préstamos a Directores.

ii. Remuneración del personal clave de la Gerencia

La Compañía ha definido como personal clave a los Directores y a sus Gerencias operativas. Las remuneraciones pagadas al personal clave ascienden en S/ 9,820,000 y S/ 7,128,000 al 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente.

Estos beneficios se encuentran incluidos en los rubros de costo de generación de energía y gastos de administración, del estado separado de resultados y otros resultados integrales.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía no ha otorgado préstamos al personal clave.

Durante el período terminado al 30 de septiembre de 2025 se pagaron dividendos por S/ 463,186,000 (S/427,730,000 correspondiente a Niagara Energy y S/ 35,456,000 a otros accionistas). Al 30 de septiembre de 2024, se pagaron dividendos por S/ 523,993,000 (S/ 26,014,000 correspondiente a Enel Américas S.A., S/ 84,545,000 correspondiente a Enel Perú S.A.C, S/ 366,467,000 a Niagara Energy S.A.C., y S/ 46,967,000 a otros accionistas).

C. Transacciones con entidades relacionadas

Tal como se indica en la nota 1, la Compañía perteneció al Grupo Enel hasta el 9 de mayo de 2024, consecuentemente hasta esa fecha las Compañías pertenecientes al Grupo Enel son consideradas como relacionadas. A partir de ese momento, son relacionadas las Compañías pertenecientes al Grupo de inversión Actis.

		Al 30 de septiembre de 2025		Al 30 de septiembre de 2024	
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Ingresos	Gastos/ costos	Ingresos	Gastos/ costos
Entidad controladora					
Intereses por préstamos obtenidos	31		64,955	-	47,058
Servicios de administración y operación		136	-		
Entidades subsidiarias					
Dividendos recibidos	14	112,189	-	70,640	-
Servicios de administración y operación		8,033	-	7,650	-
Intereses por préstamos y concedidos	31	-	-	43	-
Ingresos por generación de energía y potencia	26	357	-	551	-
Compra de energía		-	7,014	-	10,392
Entidades relacionadas					
Ingresos por generación de energía y potencia	26	-	-	244,767	-
Servicios de administración y operación		-	-	3,942	6,137
Compra de energía		-	-	-	6,711
Honorarios y gastos administrativos		-	-	-	8,958
Servicios de informática		-	-	-	6,110
Intereses por préstamos concedidos	31	-	-	10	-
Instrumentos financieros derivados		-	-	-	167
Otros		496	-	245	200
		121,211	71,969	327,848	85,733

D. Como resultado de éstas y otras transacciones realizadas con entidades relacionadas, se presenta el saldo de las cuentas por cobrar y por pagar

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Cuentas por cobrar comerciales		
Entidad subsidiaria		
Chinango S.A.C.	26	113
	26	113
Otras cuentas por cobrar		
Entidad controladora		
Niagara Energy S.A.C.	197	60
Entidades subsidiarias		
Chinango S.A.C.	15,174	7,309
RDS Solar S.A.C.	3,624	-
	18,995	7,369
	19,021	7,482

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Cuentas por pagar comerciales		
Entidad subsidiaria		
Chinango S.A.C.	894	2,806
	894	2,806
Otras cuentas por pagar		
Entidad controladora		
Niagara Energy S.A.C.	14,177	47,820
	14,177	47,820
Cuentas por pagar a relacionadas (largo plazo)		
Entidad controladora (F)		
Niagara Energy S.A.C.	1,152,294	1,508,000
	1,152,294	1,508,000
	1,167,365	1,558,626

E. Términos y condiciones de transacciones con entidades relacionadas

Las ventas y compras con entidades relacionadas se hacen en condiciones de mercado equivalentes a aquellas aplicadas a transacciones entre partes independientes.

Al 30 de septiembre de 2025 la Compañía no otorgó préstamos a sus subsidiarias y a sus relacionadas.

Al 30 de septiembre de 2024 la Compañía otorgó los siguientes préstamos a sus subsidiarias, cuyas tasas se fijan en base a condiciones de mercado y que fueron cobrados en las siguientes fechas:

Préstamos otorgados	Moneda	Importe M.O.	Importe (en miles)	Tasa efectiva	Fecha de Inicio	Fecha de cobro
Al 30 de septiembre de 2024						
Entidades Subsidiarias						
Chinango S.A.C.	PEN	10,000	10,000	8.40%	12/01/2024	31/01/2024
Total			10,000	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2024, los cobros de préstamos otorgados a entidades relacionadas ascienden a S/ 32,707,000 (S/ 22,707,000 a su ex relacionada Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C. y S/ 10,000,000 a su relacionada Chinango S.A.C.).

Las cuentas por cobrar y por pagar comerciales a entidades relacionadas, generan intereses y no tienen vencimiento ni garantías específicas, excepto por las cuentas por cobrar comerciales que corresponden a venta de energía y potencia, cuyo plazo de vencimiento es de diez días en promedio y por los préstamos con entidades relacionadas cuyo plazo de vencimiento está determinado por cada una de las operaciones.

En opinión de la Gerencia de la Compañía, las cuentas por cobrar y por pagar clasificadas como corrientes al 30 de septiembre de 2025, serán cobradas y pagadas durante el período 2025 y 2026.

F. Cuentas por pagar a relacionadas a largo plazo

Cuentas por pagar a relacionadas a largo plazo	Fecha de inicio	Tasa %	Al 30 de septiembre 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
			Miles de dólares	Miles de soles	Miles de dólares	Miles de soles
Niagara Energy S.A.C. (a)	May. 2024	SOFR daily compounded+ 2.5% (With step ups)	320,000	1,112,320	400,000	1,508,000
Niagara Energy S.A.C.(b)	May. 2025	SOFR daily compound+2.125%	2,000	6,952	-	-
Niagara Energy S.A.C.(b)	May. 2025	SOFR daily compound+2.125%	9,500	33,022	-	-
			331,500	1,152,294	400,000	1,508,000

(a) Con fecha 5 de marzo de 2024, el Directorio de la Compañía aprobó un financiamiento de US\$ 400,000,000, el cual se utilizó para refinanciar la deuda que mantenía la Compañía, a excepción de los bonos, al momento de la ejecución del contrato de compraventa de acciones entre Enel Perú S.A.C. y Niagara Energy S.A.C. (Nota 1). La operación de compraventa de las acciones se efectuó el 9 de mayo de 2024 por lo que el financiamiento entró en vigor en esa fecha. Las condiciones del financiamiento se presentan a continuación:

- Monto: US\$ 400 000 000.
- Fecha de inicio: 9 de mayo de 2024
- Plazo: 5 (cinco) años no amortizable (1 de marzo de 2029)
- Tasa de interés: Daily Compounded SOFR + Margen Aplicable. El margen se ha definido durante la vigencia del préstamo en 2.50% para los primeros dos años, 2.75% para los dos años siguientes y 3.00% para el último año.
- Prepagos: Opcionales, libres de comisiones o penalidades.

El financiamiento se ejecutó con un préstamo en efectivo de US\$ 121,055,000 y a través de un pago directo de Niagara S.A.C (por cuenta de Orygen S.A.A.) a los titulares de las deudas pendientes de pago por la Compañía al momento de la operación de compraventa, tal como se detalla a continuación:

Entidad Financiera	Importe (en miles de USD)	Importe (en miles de soles)	Forma de pago
Banco de Crédito	121,055	452,866	Préstamo en efectivo (18(e))
Banco Europeo de Inversiones	245,084	946,198	Pago directo desde Niagara S.A.C. (18(e))
Banco Interamericano de desarrollo	33,861	135,736	Pago directo desde Niagara S.A.C. (18(e))
Total	400,000	1,534,800	

En marzo de 2025 la Compañía amortizó parcialmente este préstamo por un importe de USD 80,000,000 (equivalente a S/. 291,920,000). El saldo de este préstamo al 30 de setiembre de 2025 asciende a US\$ 320,000,000.

(b) Con fecha 26 de mayo de 2025, la Compañía firmó un Contrato de Línea de Crédito Revolvente de US\$ 150,000,000, la cual será utilizada en caso se disponga para capital de trabajo.

Las condiciones de la línea de crédito revolvente se presentan a continuación:

- Monto: US\$ 150 000 000.
- Fecha de inicio: 26 de mayo de 2025.
- Plazo: 52 meses (26 de setiembre de 2029).
- Tasa de interés: Daily Compounded SOFR + Margen Aplicable. El margen se ha definido durante la vigencia de la línea de crédito en 2.125%.
- Prepagos: Opcionales, libres de comisiones o penalidades.
- Comisión de Compromiso: 30% del margen aplicable

Con fecha 27 de junio de 2025 se ejecutó una parte de la línea de crédito por un monto de US\$ 2,000,000 (S/ 7,144,000) con fecha de vencimiento 27 de junio de 2029, las demás cláusulas se mantienen de acuerdo al contrato original.

Con fecha 15 de agosto de 2025 se ejecutó una parte de la línea de crédito por un monto de US\$ 9,500,000 (S/ 33,772,500) con fecha de vencimiento 26 de septiembre de 2029, las demás cláusulas se mantienen de acuerdo al contrato original.

11. Otras Cuentas por Cobrar

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.B. y 6.C.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Reclamo tributario (a)	-	60,814
Fondos sujetos a restricción	2,922	2,947
Anticipos a proveedores	2,213	4,140
Instrumentos financieros derivados	1,376	310
Préstamos al personal	1,205	1,450
Penalidades a proveedores	171	171
Reclamos a terceros	-	1,738
Diversas	4,727	5,318
	12,614	76,888
Menos: Estimación de pérdida crediticia esperada	(30)	(30)
	12,584	76,858

- (a) Se refiere a la devolución del impuesto a la renta del año 1999 así como sus respectivos intereses por parte de la SUNAT. Este importe fue cobrado en enero de 2025.
- (b) En opinión de la Gerencia de la Compañía, la estimación de la pérdida crediticia esperada de otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

12. Inventarios

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.D.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Materiales para mantenimiento (a)	95,955	83,333
Petróleo	16,128	17,075
Materiales en tránsito	2,168	462
	114,251	100,870
Menos: Estimación por desvalorización de inventarios	(7,519)	(7,677)
	106,732	93,193

- (a) Los inventarios corresponden principalmente a materiales que se usan para el mantenimiento de las centrales de generación existentes.
- (b) El movimiento de la estimación por desvalorización de inventarios fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo inicial al 1 de enero	7,677	7,582
Aumento (disminución)	(158)	95
Saldo final al 30 de septiembre	7,519	7,677

La estimación por deterioro de inventarios ha sido determinada sobre la base de estudios técnicos y en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de los inventarios al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

13. Gastos Pagados por Adelantado

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.E.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Gastos de personal pagados por adelantado	2,750	1,540
Impuesto predial y arbitrios pagados por adelantado	1,971	-
Pólizas de seguro todo riesgo	19,921	15,332
Otros gastos pagados por adelantado	682	682
	25,324	17,554

- (a) Al 30 de septiembre de 2025 y diciembre de 2024, la Compañía mantiene seguros de todo riesgo, los cuales tienen una vigencia hasta noviembre de 2026.

14. Inversiones en Subsidiarias

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.C. y 6.F.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Chinango S.A.C. (b)	170,198	187,718
Energética Monzón S.A.C. (d)	126,679	126,679
	296,877	314,397
Menos: Estimación por deterioro de valor de las inversiones	(126,679)	(126,679)
	170,198	187,718

- (a) La Compañía mantiene una inversión en SL Energy S.A.C. por S/ 1,000, una empresa de servicios de gestión y asesoría para permisos de proyectos de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación del 99.9 por ciento en el capital social al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

La Compañía mantiene una inversión en Orygen Ventures S.A.C. por S/ 499, una empresa de actividades de inversión y de servicios de gestión y asesoría para permisos de proyectos de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación de 99.8 por ciento en el capital social, una inversión indirecta en RDS Solar S.A.C. por S/ 499, una empresa de servicios de gestión y asesoría para permisos de proyectos de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación de 99.8 por ciento en el capital social y una inversión indirecta en Morrope Wind S.A.C. por S/ 499, una empresa de servicios de gestión y asesoría para permisos de proyectos de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación de 99.8 por ciento en el capital social al 30 de septiembre de 2025.

- (b) Corresponde a las acciones comunes de Chinango S.A.C., una empresa de generación de energía eléctrica establecida en el Perú, en la que la Compañía tiene una participación del 80 por ciento en el capital social. Al 30 de septiembre de 2025 la Compañía mantiene 218,679,438 acciones comunes y mantenía 236,199,438 acciones comunes al 31 de diciembre de 2024.

El 04 de abril de 2025 mediante Junta General de Accionistas de Chinango S.A.C. se acordó la reducción del capital social mediante amortización de acciones por un total de S/ 21,900,000, de los cuales S/ 17,520,000 corresponden a la inversión de la Compañía.

- (c) Al 30 de septiembre de 2025 y 2024 Chinango S.A.C. declaró dividendos a favor de la Compañía, según se detalla a continuación:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Dividendo declarado	Dividendo por acción
Dividendos 2025			
Septiembre (Segundo dividendo a cuenta)	31	29,990	0.109714
Junio (Primer dividendo a cuenta ejercicio 2025)	31	35,212	0.161023
Abril (Dividendo definitivo ejercicio 2024)	31	46,987	0.198928
		112,189	

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Dividendo declarado	Dividendo por acción
Dividendos 2024			
Agosto (Primer dividendo a cuenta ejercicio 2024)	31	49,723	0.021051
Marzo (Dividendo complementario ejercicio 2023)	31	20,917	0.088558
		70,640	

Estos dividendos fueron cobrados en abril, junio y septiembre de 2025, y, abril y agosto de 2024, respectivamente.

- (d) La Compañía posee 118,321,846 acciones de Energética Monzón cuya inversión mantiene una provisión por deterioro. En enero de 2024, la Compañía realizó un aumento de capital por S/ 11,421,000 en la Subsidiaria para el pago de deudas, el cual fue debidamente deteriorado. Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 el importe de la inversión asciende a S/ 126,679,000.
- (e) La Compañía no reconoce pasivo por impuesto a las ganancias diferidos que se origina por las diferencias temporarias entre las bases contable y tributaria de sus inversiones en subsidiarias debido a que es capaz de controlar el momento de la reversión de dichas diferencias y es probable que la diferencia temporaria no se revierta en un futuro previsible.

15. Proyectos de Inversión

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende los siguientes proyectos de energía renovable:

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pampa Mórrope	10,702	10,702
Marcona	4,482	4,482
	15,184	15,184

16. Propiedades, Plantas y Equipos

Ver política contable en notas 6.C. y 6.G.

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

<i>En miles de soles</i>	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Plantas generadoras	Unidades de transportes	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso (b)	Total
Costo								
Saldo al 1 de enero de 2024	39,546	595,749	7,065,415	10,283	23,919	32,995	1,077,803	8,845,710
Adiciones	-	410	-	968	-	2	252,603	253,983
Actualización de costo por desmantelamiento	-	-	(10,889)	-	-	-	-	(10,889)
Reclasificaciones de activos intangibles	-	-	-	-	-	-	4,188	4,188
Transferencias (c)	-	14,992	1,240,210	-	-	1,337	(1,256,539)	-
Retiros (d)	-	-	(27,174)	-	-	-	(10,649)	(37,823)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	39,546	611,151	8,267,562	11,251	23,919	34,334	67,406	9,055,169
Adiciones	-	-	-	757	-	-	88,132	88,889
Reclasificaciones	-	318	-	(318)	-	-	-	-
Transferencias (c)	-	2,290	45,461	-	-	2,171	(49,922)	-
Retiros	-	-	(15)	-	-	-	(6)	(21)
Saldo al 30 de septiembre de 2025	39,546	613,759	8,313,008	11,690	23,919	36,505	105,610	9,144,037
Depreciación acumulada								
Saldo al 1 de enero de 2024	-	306,582	3,745,920	6,567	16,574	26,574	-	4,102,217
Depreciación del ejercicio (a)	-	17,437	176,128	2,178	972	1,831	-	198,546
Retiros	-	-	(13,707)	-	-	-	-	(13,707)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	-	324,019	3,908,341	8,745	17,546	28,405	-	4,287,056
Depreciación del ejercicio (a)	-	11,542	142,638	1,128	716	1,859	-	157,883
Reclasificaciones	-	(870)	-	870	-	-	-	-
Retiros	-	-	(4)	-	-	-	-	(4)
Saldo al 30 de septiembre de 2025	-	334,691	4,050,975	10,743	18,262	30,264	-	4,444,935
Estimación de deterioro								
Saldo al 1 de enero de 2024	-	6,153	22,632	-	-	-	8,048	36,833
Adiciones	-	-	885	-	-	-	626	1,511
Retiros	-	-	(8,461)	-	-	-	(8,674)	(17,135)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	-	6,153	15,056	-	-	-	-	21,209
Saldo al 30 de septiembre de 2025	-	6,153	15,056	-	-	-	-	21,209
Valor neto en libros								
Al 31 de diciembre de 2024	39,546	280,979	4,344,165	2,506	6,373	5,929	67,406	4,746,904
Al 30 de septiembre de 2025	39,546	272,915	4,246,977	947	5,657	6,241	105,610	4,677,893

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

- (a) La distribución de la depreciación fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Costo de generación de energía	27	151,934	140,613
Gastos de administración	28	5,949	4,052
		157,883	144,665

- (b) Al 30 de septiembre de 2025, los trabajos en curso corresponden principalmente a la construcción del proyecto Wayra Solar, repuestos críticos del contrato LTSA y equipos diversos de las centrales térmicas, hidráulicas y eólicas, los cuales serán utilizados exclusivamente en las centrales de generación y ascienden a S/ 90,807,000.

Al 31 de diciembre del 2024, los trabajos en curso corresponden principalmente a equipos diversos de las centrales térmicas, hidráulicas, eólicas y solares y repuestos críticos del contrato LTSA, los cuales serán utilizados exclusivamente en las centrales de generación y ascienden a S/ 49,023,000.

- (c) Al 30 de septiembre de 2025, la Compañía realizó transferencias de obras en curso a plantas generadoras S/ 45,461,000, siendo principalmente por mantenimientos mayores realizados en la unidad TG3 de la central térmica de Ventanilla.

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía realizó transferencias de obras en curso a plantas generadoras S/ 1,240,210,000, siendo principalmente por el Parque Eólico de Wayra Extensión (177.30 MW) y la Central Solar Fotovoltaica de Clemesí (114.93MW), iniciando sus operaciones el 29 de septiembre de 2024 y 28 de febrero de 2024, respectivamente.

- (d) Al 30 de septiembre del 2025 la Compañía no tuvo retiros significativos. Al 31 de diciembre de 2024 la Compañía realizó retiros principalmente por venta de un generador y activos deteriorados.

- (e) La Compañía mantiene reconocidos en libros ciertos activos por derecho de uso, cuyo detalle y movimientos se muestra a continuación:

<i>En miles de soles</i>	Arrendamientos con terceros		Total
	Edificios y otras construcciones	Unidades de transporte	
Balance al 1 de enero de 2024	18,477	3,570	22,047
Adiciones	410	968	1,378
Cargo por depreciación del año	(2,891)	(2,154)	(5,045)
Balance al 31 de diciembre de 2024	15,996	2,384	18,380
Adiciones	-	757	757
Cargo por depreciación del año	(2,102)	(1,181)	(3,283)
Retiros	(57)	(1,019)	(1,076)
Balance al 30 de septiembre de 2025	13,837	941	14,778

- (f) La Gerencia ha evaluado la existencia de indicios de deterioro del valor de las propiedades, plantas y equipos de la Compañía y no ha identificado indicios por deterioro de valor para estos activos al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, a excepción de algunos activos fijos que fueron dados de baja debido a que se encontraban en desuso y deteriorados por S/ 1,511,000 en el periodo 2024.

- (g) Las propiedades, plantas y equipos incluyen gastos directos vinculados a la construcción de las obras en curso. La metodología aplicada para capitalizar los gastos directos de personal es sobre la base de la identificación de cada una de las áreas de la Compañía dedicadas 100 por ciento a la planificación, ejecución y gestión de obras y la determinación de porcentajes de tiempo de áreas con dedicación parcial, esto aplicado a los costos de beneficios de los empleados de dichas áreas. Los gastos directos capitalizados al 30 de septiembre de 2025 ascendieron aproximadamente a S/ 1,448,000 (aproximadamente S/ 3,270,000 al 30 de setiembre de 2024) (nota 29).
- (h) Las propiedades, plantas y equipos incluyen costos de financiamiento relacionados con la construcción de obras en curso. Al 30 de septiembre de 2025 la Compañía capitalizó intereses por aproximadamente S/ 63,000 utilizando una tasa promedio de 3.71.
- Al 30 de setiembre de 2024 la Compañía capitalizó intereses por aproximadamente S/ 21,331,000 utilizando una tasa promedio de 6.78.
- (i) Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, los activos totalmente depreciados ascienden a S/ 1,461,000,000 y a S/ 1,436,000,000, respectivamente, los cuales corresponden al rubro de plantas generadoras.

17. Intangibles

Ver política contable en notas 6.C. y 6.I.

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

En miles de soles	Concesiones y derechos (a)	Software	Otros intangibles (b)	Intangibles en curso	Total
Costo					
Saldo al 1 de enero de 2024	35,282	109,199	1,392	51,716	197,589
Adiciones (c)	-	-	-	39,103	39,103
Transferencias (d)	-	4,801	-	(4,801)	-
Retiros	-	(86)	-	(2,247)	(2,333)
Reclasificaciones propiedad, planta y equipo	-	-	-	(4,188)	(4,188)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	35,282	113,914	1,392	79,583	230,171
Adiciones (c)	-	-	-	15,106	15,106
Transferencias (d)	-	41,877	-	(41,877)	-
Retiros	-	-	-	(3,426)	(3,426)
Saldo al 30 de septiembre de 2025	35,282	155,791	1,392	49,386	241,851
Amortización acumulada					
Saldo al 1 de enero de 2024	14,415	66,665	1,298	-	82,378
Adiciones (b)	1,704	15,489	11	-	17,204
Saldo al 31 de diciembre de 2024	16,119	82,154	1,309	-	99,582
Adiciones (b)	1,247	13,887	8	-	15,142
Saldo al 30 de septiembre de 2025	17,366	96,041	1,317	-	114,724
Estimación de deterioro					
Saldo al 01 de enero 2024	-	-	-	-	-
Adiciones (f)	-	13,780	-	268	14,048
Saldo al 31 de diciembre de 2024	-	13,780	-	268	14,048
Saldo al 30 de septiembre de 2025	-	13,780	-	268	14,048
Valor neto en libros					
Al 31 de diciembre de 2024	19,163	17,980	83	79,315	116,541
Al 30 de septiembre de 2025	17,916	45,970	75	49,118	113,079

- (a) Concesiones y derechos incluye el derecho de uso de las aguas provenientes de las Lagunas de Huascacocha, lo cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica. La vida útil es de 30 años.
- (b) La distribución de la amortización fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Costo de generación de energía	27	9,568	7,957
Gastos de administración	28	5,573	2,451
		15,141	10,408

- (c) Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, las adiciones corresponden principalmente a costos relacionados a la implementación del sistema SAP Hanna tales como gastos de consultoría, licencias softwares, servicios de nube y capitalización de costos de personal.
- (d) Al 30 de septiembre de 2025, las transferencias corresponden a los aplicativos informáticos del Proyecto de Transición Tecnológica por S/ 41,877,000, principalmente a los softwares de SAP Hana, Mithra, Prism, Hexagon, entre otros.

Al 31 de diciembre de 2024, las transferencias corresponden principalmente a upgrades de aplicativos informáticos por S/ 3,696,000.

- (e) Los activos intangibles incluyen gastos directos vinculados principalmente al desarrollo del Proyecto de Transición Tecnológica y otros proyectos en desarrollo. La metodología aplicada para capitalizar los gastos directos de personal es sobre la base de la identificación del personal que interviene directamente en el desarrollo del proyecto. Los gastos directos capitalizados al 30 de septiembre de 2025 ascendieron aproximadamente a S/ 5,875,000 (aproximadamente S/ 5,007,000 al 30 de septiembre de 2024) (nota 29).
- (f) La compañía deterioró ciertos softwares por obsolescencia tecnológica en aplicación del contrato TSA (ver nota 3).

La Gerencia ha evaluado el valor recuperable de sus activos intangibles y no ha identificado una pérdida por deterioro de valor para estos activos intangibles al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, a excepción de los intangibles relacionados al TSA.

18. Otros Activos No Financieros

Ver política contable en notas 6.C y 6.P.

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, corresponde a la contabilización de la modificación de los contratos de energía derivados de la aplicación de la Resolución N° 216-2018-OS/CD del 28 de diciembre de 2018 y del Decreto Supremo N° 022-2018-EM del 5 de septiembre de 2018.

En aplicación del párrafo 21(a) de la NIIF 15 “Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con clientes”, la Compañía contabiliza la modificación de dichos contratos como 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. 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.

19. Otros Pasivos Financieros

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.B. y 6.K.

	Parte corriente (*)		Parte no corriente		Total deuda vigente al	
	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
<i>En miles de soles</i>						
Acreedor						
Bonos corporativos						
Tercer Programa (a)	-	1,036	-	37,700	-	38,736
	-	1,036	-	37,700	-	38,736
Arrendamiento financiero						
Pasivos por derecho de uso (b)	3,182	3,527	11,553	14,965	14,735	18,492
	3,182	3,527	11,553	14,965	14,735	18,492
	3,182	4,563	11,553	52,665	14,735	57,228

(*) La parte corriente de las obligaciones de largo plazo incluye los intereses de la deuda devengados y no pagados a la fecha del estado separado de situación financiera.

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

(a) A continuación, se presenta la composición de la deuda por Bonos Corporativos:

	Moneda origen	Monto emitido	Fecha emisión	Interés anual (%)	Pago de intereses	Fecha de vencimiento	Parte corriente (*)		Parte no corriente		Total deuda vigente al	
							AI	AI	AI	AI	AI	AI
							30.09.2025	31.12.2024	30.09.2025	31.12.2024	30.09.2025	31.12.2024
En miles de soles												
Descripción de Bonos Corporativos												
Tercer programa de Bonos Corporativos												
8va Emisión, Serie A	US\$	10,000,000	Ene. 2008	6.344	Semestral	Ene. 2028	-	1,036	-	37,700	-	38,736
							-	1,036	-	37,700	-	38,736

(*) La parte corriente de la deuda por Bonos Corporativos incluye los intereses devengados y no pagados hasta la fecha del estado separado de situación financiera

En junio de 2025, la Compañía realizó la recompra total del Bono correspondiente al Tercer Programa 8va Emisión, Serie A con una prima de recompra de US\$200,000 (S/724,000), que se presenta en el rubro “Gastos Financieros” del estado separado de resultados y otros resultados integrales (ver nota 31).

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

- (b) El valor presente de los pagos mínimos futuros por los pasivos por arrendamiento es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025
Hasta 1 año	3,523
De 2 a 6 años	12,097
Total a pagar incluyendo cargo financiero	15,620
Menos - Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(884)
Valor presente	14,736

<i>En miles de soles</i>	Al 31 de diciembre de 2024
Hasta 1 año	4,333
De 2 a 6 años	15,387
Total a pagar incluyendo cargo financiero	19,720
Menos - Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(1,228)
Valor presente	18,492

- (c) Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el cronograma de amortización de la porción no corriente de la deuda a largo plazo es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Año 2026	728	3,224
Año 2027	2,993	3,247
Año 2026 a más	7,832	46,194
Saldos finales	11,553	52,665

- (d) Deuda utilizada para cobertura:

Al 30 de septiembre de 2025, la deuda de la Compañía (incluyendo deuda intercompañía a largo plazo) en dólares por US\$ 331,500,000 (equivalente a S/ 1,152,294,000) está relacionada a la cobertura de flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad de la Compañía que están vinculados al dólar estadounidense. Al 31 de diciembre de 2024, el monto de la deuda en dólares ascendía a US\$ 410,000,000 (equivalente en S/ 1,545,700,000).

La diferencia de cambio generada por esta deuda, neta de su efecto impositivo, se presenta en el estado separado de cambios en el patrimonio neto en el rubro "Cobertura de flujo de efectivo".

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

A continuación, presentamos una conciliación de la reserva de cobertura de otro resultado integral, neto de impuestos, resultante de la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo del riesgo de tipo de cambio con instrumentos financieros no derivados:

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Reserva de cobertura de flujo de efectivo		
Saldo inicial	(13,685)	(27,437)
Porción efectiva de cambios en el valor razonable	106,203	28,032
Importe reclasificado al rubro "Ventas de energía y potencia" del estado separado de resultados y otros resultados integrales	1,563	(751)
Saldo final	94,081	(156)
Impuesto a las ganancias diferido		
Saldo inicial	4,006	(540)
Movimiento del año	(31,791)	884
Saldo final	(27,785)	344
Saldo en reservas de variación neta por cobertura de flujo de efectivo al final del período	66,296	188

- (e) Conciliación entre cambios en los pasivos y flujos de efectivo surgidos de actividades de financiación:

<i>En miles de soles</i>	Pasivos financieros	Pasivos por arrendamientos	Préstamos de entidades relacionadas	Instrumentos financieros derivados	Resultados acumulados	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2024	38,736	18,492	1,551,673	1,713	60,429	1,671,043
Cambios en flujo de efectivo por actividades de financiamiento						
Amortización de préstamos con entidades relacionadas	-	-	(291,920)	-	-	(291,920)
Amortización por recompra de bonos	(36,924)	-	-	-	-	(36,924)
Obtención de préstamos con relacionadas	-	-	40,917	-	-	40,917
Pago de dividendos	-	-	-	-	(463,186)	(463,186)
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de financiamiento	-	-	-	4,008	-	4,008
Amortización pasivos por arrendamientos	-	(3,532)	-	-	-	(3,532)
Intereses pagados	(2,118)	-	(97,107)	-	-	(99,225)
Total flujos de actividades de financiamiento	(39,042)	(3,532)	(348,110)	4,008	(463,186)	(849,862)
Total resultados del periodo	-	-	-	-	647,613	647,613
Operaciones que no representan flujo de efectivo o equivalentes de efectivo	306	(225)	(40,915)	(4,345)	(90,258)	(135,437)
Saldos al 30 de septiembre de 2025	-	14,735	1,162,648	1,376	154,598	1,333,357

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

<i>En miles de soles</i>	Pasivos financieros	Pasivos por arrendamientos	Préstamos de entidades relacionadas	Instrumentos financieros derivados	Resultados acumulados	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2023	1,554,107	21,735	-	(9,434)	(8,478)	1,557,930
Cambios en flujo de efectivo por actividades de financiamiento						
Obtención de préstamos con relacionadas	-	-	452,866	-	-	452,866
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad de financiamiento	-	-	-	20,156	-	20,156
Pagos						
Amortización de préstamos con entidades bancarias	(488,000)	-	-	-	-	(488,000)
Pago de dividendos	-	-	-	-	(523,993)	(523,993)
Amortización pasivos por arrendamientos	-	(3,253)	-	-	-	(3,253)
Intereses pagados	(35,339)	-	(31,440)	-	-	(66,779)
Total flujos de actividades de financiamiento	(523,339)	(3,253)	421,426	20,156	(523,993)	(609,003)
Total resultados del periodo	-	-	-	-	636,252	636,252
Operaciones que no representan flujo de efectivo o equivalentes de efectivo	(993,196)	(435)	1,064,174	(10,318)	(70,273)	(10,048)
Saldos al 30 de septiembre de 2024	37,572	18,047	1,485,600	404	33,508	1,575,131

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

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Balance al 1 de enero	18,492	21,735
Adiciones	757	1,379
Intereses devengados	341	772
Pagos de pasivos por arrendamiento	(3,532)	(5,712)
Diferencia en cambio	(1,322)	318
	14,736	18,492
Corriente	3,183	3,527
No corriente	11,553	14,965
	14,736	18,492

20. Cuentas por Pagar Comerciales

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.B.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisiones de energía y potencia (b)	86,400	99,789
Proveedores de obras en curso	29,703	118,088
Provisiones de suministro, transporte y distribución de gas (c)	34,413	30,909
Contrato de mantenimiento de centrales	40,131	45,488
Seguros	6,717	3,347
Inventarios	2,727	310
Otros	7,652	13,769
	207,743	311,700

- (a) Las cuentas por pagar comerciales están denominadas principalmente en soles, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.
- (b) Las provisiones de energía y potencia al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 corresponden a las compras efectuadas en los meses de septiembre de 2025 y de diciembre de 2024, respectivamente, cuyas facturas fueron recibidas principalmente en octubre 2025 y en enero de 2025, respectivamente.
- (c) Las provisiones de suministro, transporte y distribución de gas al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 corresponden a las compras efectuadas en los meses de septiembre de 2025 y de diciembre de 2024, respectivamente, cuyas facturas fueron recibidas principalmente en octubre 2025 y en enero 2025, respectivamente.

21. Otras Cuentas por Pagar

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.B y 6.O.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Participación de los trabajadores	19,129	-	24,022	-
Fondo de compensación social eléctrica	16,448	-	15,904	-
Remuneración y otros beneficios por pagar	7,553	-	5,609	-
Fondo de inclusión social energético	6,928	-	12,191	-
Premios por antigüedad (d)	-	6,624	-	6,704
Cuentas por pagar por recaudación anticipada COES (b)	5,952	-	124,354	-
Aportes a entes reguladores	3,577	-	2,591	-
Programa excepcional de retiro voluntario (c)	2,639	-	6,849	-
Tributos	1,273	-	2,831	-
Impuesto General a las Ventas	-	-	15,294	-
Multas tributarias	-	-	10,751	-
Instrumentos financieros derivados	-	-	2,023	-
Diversas	5,998	-	9,500	-
	69,497	6,624	231,919	6,704

- (a) Las cuentas por pagar están denominadas principalmente en soles y no generan intereses.

- (b) En agosto de 2025 de acuerdo a la Resolución N° 136-2025-OS/CD de OSINERGMIN se realizó el pago de S/ 108,747,000 a las empresas beneficiarias por concepto de recaudación del Cargo por Prima RER.
- (c) El importe corresponde a la provisión del Programa Excepcional de Retiro Voluntario presentado por la Compañía a todo el personal contratado a plazo indeterminado, con el objetivo de motivar la renovación generacional de la Compañía, ofreciendo un plan de incentivos económicos en función a la edad, sueldo y tiempo de servicios del trabajador.
- (d) La Compañía tiene un convenio de otorgar a los trabajadores una gratificación extraordinaria por tiempo de servicio, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

22. Pasivos Contractuales

Ver política contable en nota 6.P.

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, el saldo corresponde a la parte no devengada de las facturaciones realizadas por la Compañía, por el servicio de uso de parte de las instalaciones hidráulicas de propiedad de la misma.

El ingreso devengado asciende a S/ 2,467,000 el cual ha sido registrado en el rubro de Otros ingresos (nota 30).

23. Otras Provisiones

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.J., 6.M. y 6.Q.

<i>En miles de soles</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Desmantelamiento de centrales	91,480	89,399
Contingencias	7,966	8,877
	99,446	98,276
Por plazo de vencimiento		
Porción corriente	7,966	8,877
Porción no corriente	91,480	89,399
	99,446	98,276

- a) A continuación, se presenta el movimiento de la provisión de contingencias tributarias, laborales y judiciales al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024:

<i>En miles de soles</i>	Saldos iniciales	Adición	Reversión	Pagos	Saldos finales
Al 30 de septiembre de 2025					
Contingencias tributarias	5,739	44	(61)	-	5,722
Contingencias laborales	2,902	494	-	(1,388)	2,008
Contingencias judiciales	236	-	-	-	236
	8,877	538	(61)	(1,388)	7,966
Al 31 de diciembre de 2024					
Contingencias tributarias	5,624	125	(10)	-	5,739
Contingencias laborales	2,939	-	(37)	-	2,902
Contingencias judiciales	228	13	(5)	-	236
	8,791	138	(52)	-	8,877

24. Pasivos por impuestos diferidos

Ver política contable en nota 6.L.

El movimiento del impuesto diferido y el detalle de las diferencias temporarias que lo originaron es el siguiente:

	Al 1 de enero de 2024	Abono (cargo) al estado separado de resultados	Cargo al estado separado de cambios en el patrimonio	Al 31 de diciembre de 2024	Abono (cargo) al estado separado de resultados	Cargo al estado separado de cambios en el patrimonio	Al 30 de septiembre de 2025
<i>En miles de soles</i>							
Activo diferido							
Provisión por desvalorización de inventarios	2,237	28	-	2,265	(47)	-	2,218
Provisión por desmantelamiento de centrales	29,080	(2,707)	-	26,373	613	-	26,986
Otras provisiones	41,980	(6,366)	-	35,614	(5,223)	-	30,391
Pasivo diferido							
Diferencias en tasas de depreciación	(648,450)	(85,518)	-	(733,968)	(56,707)	-	(790,675)
Cobertura de flujo de efectivo	-	(4,182)	4,978	796	31,793	(32,702)	(113)
Otros activos no financieros	(69,889)	8,276	-	(61,613)	11,323	-	(50,290)
Pasivo diferido neto	(645,042)	(90,469)	4,978	(730,533)	(18,248)	(32,702)	(781,483)

25. Patrimonio

Ver política contable en notas 6.S., 6.T. y 6.U.

A. Capital social emitido

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 el capital emitido de la Compañía está representado por 3,134,886,677 acciones comunes con derecho a voto íntegramente suscritas y pagadas cuyo valor nominal es de S/ 1.00 por acción. Todas las acciones confieren a sus respectivos titulares iguales derechos y obligaciones.

Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la estructura de participación en el capital de la Compañía fue la siguiente (ver nota 1):

	Al 30 de septiembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Número de acciones (miles)	Total de participación (%)	Número de acciones (miles)	Total de participación (%)
Niagara Energy S.A.C.	2,894,921	92.35	2,894,921	92.35
Otros accionistas	239,966	7.65	239,966	7.65
	3,134,887	100.00	3,134,887	100.00

El valor de la cotización de la acción al 30 de septiembre de 2025 fue S/ 2.49 y se negociaron 417 operaciones mensuales en promedio (al 31 de diciembre de 2024, el valor de cotización fue de S/ 2.41 y se negociaron 517 operaciones mensuales en promedio).

B. Dividendos declarados y pagados

A continuación, se presentan los dividendos declarados y pagados durante los años 2025 y 2024:

<i>En miles de soles</i>	Tipo de dividendo	Fecha de acuerdo	Dividendos declarados	Dividendo por acción
Dividendos 2025				
Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Definitivo ejercicio 2024	28 de marzo	176,068	0.056164
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2025	26 de mayo	178,676	0.056996
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2025	28 de agosto	108,442	0.034592
			463,186	
Dividendos 2024				
Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Definitivo ejercicio 2023	27 de marzo	127,147	0.100287
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2024	09 de mayo	215,041	0.068596
Sesión de Directorio	A cuenta ejercicio 2024	24 de julio	181,805	0.057994
			523,993	

Los dividendos declarados en 2025 (definitivo ejercicio 2024 y a cuenta ejercicio 2025) fueron pagados en efectivo en los meses de abril, junio y septiembre 2025 respectivamente.

Los dividendos declarados en 2024 (definitivo ejercicio 2023 y a cuenta ejercicio 2024) fueron pagados en efectivo en los meses de abril, junio y agosto 2024 respectivamente.

C. Reservas de capital

De conformidad con la Ley General de Sociedades, la Compañía debe asignar no menos del 10% de su utilidad neta anual a una reserva legal, hasta que ésta alcance un monto igual a la quinta parte del capital pagado. La reserva legal puede utilizarse para compensar pérdidas o puede ser capitalizada.

Mediante Junta General Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 28 de marzo de 2025 se aprobó destinar el monto de S/ 90,258,000 para incrementar la Reserva Legal. Mediante Junta General Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 27 de marzo de 2024 se aprobó destinar el monto de S/ 70,273,000 para incrementar la Reserva Legal.

26. Ingresos por Generación de Energía y Potencia

A continuación, se presenta la composición del rubro:

Ver política contable en nota 6.P.

A. Flujos de ingresos

La Compañía genera flujos por sus actividades distribuidas entre sus obligaciones de desempeño.

	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
	Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	2025	2024	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	1,785,278	1,863,360	574,373	618,258
	1,785,278	1,863,360	574,373	618,258

B. Desagregación de ingresos de actividades ordinarias

La Compañía ha definido un solo segmento de reporte el cual es la generación de energía y potencia.

		Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2025	2024	2025	2024
Venta de energía y potencia					
Terceros		1,759,277	1,604,255	587,359	610,773
Relacionadas	10.C	-	246,728	-	-
Compensaciones					
Terceros		23,461	20,583	(15,217)	9,108
Relacionadas	10.C	357	1,590	54	89
Otros		2,183	(6,796)	2,177	(1,712)
		1,785,278	1,863,360	574,373	618,258

Durante el 30 de septiembre de 2025 y 2024, los clientes que representan más del 60% de los ingresos totales de la Compañía fueron:

	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
	Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	2025	2024	2025	2024
Pluz Energía S.A.A.	515,044	521,140	160,637	168,135
Luz del Sur S.A.A.	287,589	317,435	88,838	102,095
Minera las Bambas S.A.	184,218	196,167	60,277	68,813
Minera Chinalco Perú S.A.	134,824	139,117	47,056	44,473
	1,121,675	1,173,859	356,808	383,516

C. Energía entregada no facturada

El siguiente cuadro presenta información sobre activos de contratos con clientes:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Al 30 de septiembre de 2025	Al 30 de septiembre de 2024
Cuentas por cobrar que se incluyen en el rubro de "Cuentas por cobrar comerciales"	9	247,937	271,019

27. Costo de Generación de Energía

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.Q.

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
		2025	2024	2025	2024
Suministro, transporte y distribución de gas natural		291,423	333,439	105,472	120,607
Compra de energía		223,448	251,435	61,034	63,948
Depreciación	16(a)	151,934	140,613	51,119	52,316
Gastos de personal	29	64,823	67,291	19,810	23,245
Servicios prestados por terceros		55,648	73,777	21,273	26,655
Cargas diversas de gestión y otros		28,871	40,484	8,417	14,203
Canon de agua e impuestos del sector eléctrico		25,267	23,687	8,065	7,286
Consumo de suministros diversos		9,097	13,508	3,502	5,218
Amortización	17(a)	9,568	7,957	2,020	1,942
Tributos		4,079	4,169	1,361	1,446
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(1,447)	(3,270)	(638)	(513)
Gastos de personal vinculados directamente con intangibles en curso		(3,991)	(2,086)	(425)	(1,752)
		858,720	951,004	281,010	314,601

28. Gastos de Administración

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.Q.

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
		2025	2024	2025	2024
Gastos del personal	29	31,009	30,358	8,561	12,033
Servicios prestados por terceros		22,588	17,453	9,164	4,798
Amortización	17(a)	5,573	2,451	1,062	707
Depreciación	16(a)	5,949	4,052	2,199	1,201
Cargas diversas de gestión y otros		1,935	1,630	644	1,648
Tributos		1,400	1,835	538	537
Gastos de personal vinculados directamente con intangibles en curso		(1,885)	(2,921)	(99)	(2,921)
		66,569	54,858	22,069	18,003

29. Gastos de Personal

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.O.

En miles de soles	Nota	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
		2025	2024	2025	2024
Remuneraciones		45,524	42,772	13,585	14,023
Participación de los trabajadores		36,692	35,810	10,504	12,631
Contribuciones sociales		5,339	5,067	1,460	1,664
Compensación por tiempo de servicios		4,037	3,787	1,081	921
Vacaciones		2,866	4,321	1,188	1,339
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(1,447)	(3,270)	(638)	(513)
Gastos de personal vinculados directamente con intangibles en curso		(5,876)	(5,007)	(524)	(4,673)
Otros		1,374	5,892	553	4,700
		88,509	89,372	27,209	30,092

(a) Los gastos de personal se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

En miles de soles	Nota	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
		2025	2024	2025	2024
Costo de generación de energía	27	64,823	67,291	19,810	23,245
Gastos de administración	28	31,009	30,358	8,561	12,033
Gastos de personal vinculados directamente con obras en curso		(1,447)	(3,270)	(638)	(513)
Gastos de personal vinculados directamente con intangibles en curso		(5,876)	(5,007)	(524)	(4,673)
		88,509	89,372	27,209	30,092

30. Otros Ingresos y Gastos por deterioro de valor

Este rubro comprende:

Ver política contable en nota 6.P.

En miles de soles	Nota	Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
		2025	2024	2025	2024
Otros ingresos					
Servicios de administración a entidades relacionadas	10.C	8,169	11,592	2,723	2,678
Compensación por el uso de instalaciones hidráulicas	22	2,467	2,467	823	823
Multas a proveedores		-	1,557	-	1,537
Indemnizaciones de seguros y otros		3,528	11,255	3,528	10,799
Otros		2,324	5,042	739	1,942
		16,488	31,913	7,813	17,779

Orygen Perú S.A.A. (Antes Enel Generación Perú S.A.A.)
Notas a los Estados Financieros Separados
Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024

		Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2025	2024	2025	2024
Gastos por deterioro de valor					
Pasivos asumidos por cuenta de entidades relacionadas		-	11,421	-	-
Estimación por deterioro de otros activos		-	14,406	-	-
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	9 (c)	6,496	-	19	-
		6,496	25,827	19	-

31. Ingresos y Costos Financieros

Este rubro comprende:

Ver política contable en notas 6.P. y 6.Q.

		Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2025	2024	2025	2024
Ingresos financieros					
Dividendos recibidos de Subsidiaria	14(b)	112,189	70,640	29,990	49,723
Intereses sobre depósitos bancarios		8,458	11,989	2,331	3,709
Intereses y recargos por mora		596	1,450	-	575
Intereses por préstamos a entidades relacionadas	10.C	-	53	-	2
Resultado por instrumentos financieros derivados		-	19,295	-	-
Otros		616	-	355	-
		121,859	103,427	32,676	54,009
Gastos financieros					
Intereses sobre préstamos con entidades relacionadas	10.C	64,955	47,058	20,752	29,611
Intereses por liquidación de Prima RER	21(b)	18,237	-	18,237	-
Actualización por desmantelamiento		2,081	1,567	694	522
Interés sobre bonos		1,061	1,863	-	641
Prima por recompra de bonos	19(a)	724	-	-	-
Intereses por préstamos bancarios		-	35,446	-	179
Actualización de provisiones y contingencias		477	73	477	46
Comisiones por garantías		-	5,040	-	-
Capitalización de intereses	16.b	(63)	(21,331)	(63)	-
Otros (a)		14,965	3,475	309	381
		102,437	73,191	40,406	31,380

(a) Incluye intereses asociados a un proceso administrativo seguido con la Administración Tributaria por S/ 13,750,000.

32. Situación Tributaria

Ver política contable en nota 6.L.

Tasas impositivas

- A. La Compañía está sujeta al régimen tributario peruano. Al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la tasa del Impuesto a la Renta Corporativo es de 29.5% sobre la renta neta imponible determinada por la Compañía.

Para los ejercicios 2025 y 2024, la tasa del Impuesto a la Renta para la distribución de dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades aplicable a las personas jurídicas no domiciliadas en Perú y las personas naturales es de 5.0%.

Determinación del Impuesto a las ganancias

- B. La Compañía al calcular su materia imponible por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2025 y de 2024 ha determinado un impuesto a las ganancias de S/ 226,136,000 y S/ 257,957,000, respectivamente.

El gasto por impuesto a las ganancias comprende:

		Periodo acumulado		Periodo intermedio	
		Del 01 de enero al 30 de septiembre		Del 01 de julio al 30 de septiembre	
<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2025	2024	2025	2024
Corriente		207,888	200,604	58,879	75,726
Diferido		18,248	57,353	10,765	5,869
		226,136	257,957	69,644	81,595

La conciliación de la tasa efectiva del Impuesto a las ganancias con la tasa tributaria es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2025		2024	
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	873,749	100.00%	894,209	100.00%
Impuesto a la Renta teórico	257,756	29.50%	263,792	29.50%
Efecto tributario de ingresos no afectos y gastos no deducibles				
Dividendos de Subsidiaria	(33,096)	3.79%	(20,839)	(2.33%)
Gastos financieros no deducibles	369	0.04%	9,787	1.09%
Deterioro de intangibles	-	-	4,065	0.45%
Otros no deducibles	1,107	0.13%	1,152	0.13%
Gasto por impuesto a las ganancias	226,136	25.88%	257,957	28.85%

Impuesto temporal a los activos netos

- C. La tasa del Impuesto es del 0.4% para el 2025 y 2024 aplicable al monto de los activos netos que excedan de S/ 1,000,000. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a la Renta.

La Compañía ha calculado el impuesto temporal a los activos netos para el período 2025 de S/ 20,318,000 (S/ 22,431,000 en el período 2024).

Precios de transferencia

- D. Para propósitos de la determinación del Impuesto a la Renta, los precios de transferencia de las transacciones con empresas y con empresas residentes en territorios de baja o nula imposición, deben estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valorización utilizados y los criterios considerados para su determinación.

Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores consideran que, como consecuencia de la aplicación de estas normas, no surgirán contingencias significativas al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

Revisión fiscal de la autoridad tributaria

- E. La autoridad tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser aplicable, corregir el Impuesto a la Renta calculado por la Compañía en los cuatro años posteriores al año de la presentación de la declaración determinativa. Las declaraciones juradas del Impuesto a la Renta de los períodos 2020 al 2024 de la Compañía están pendientes de fiscalización por parte de la Autoridad Tributaria (SUNAT).

Por su parte, las declaraciones juradas del Impuesto General a las Ventas de los períodos de diciembre de 2019 a diciembre de 2024 de la Compañía están pendientes de fiscalización por parte de la Autoridad Tributaria.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias puedan dar a las normas legales vigentes, no es posible determinar, a la fecha, si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de eventuales revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que éste se determine.

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros separados al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

Régimen tributario del Impuesto General a las Ventas

- F. La tasa vigente durante el año 2025 y 2024 es 18% (incluido el Impuesto de Promoción Municipal).

33. Contingencias

Ver política contable en nota 6.M.

La Compañía tiene diversas acciones judiciales en su contra, que han sido evaluadas por la Gerencia y sus asesores legales como posibles. Estas comprenden contingencias tributarias, laborales y judiciales; las cuales ascendieron a S/ 54,716,000 al 30 de septiembre de 2025 (S/ 52,635,000 al 31 de diciembre de 2024).

En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, como consecuencia de estas acciones judiciales no resultarán provisiones de contingencias adicionales (nota 23) de importancia para los estados financieros separados al 30 de septiembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024.

34. Hechos Posteriores

Ver política contable en nota 6.W.

Desde el 1 de octubre de 2025, hasta la fecha del presente informe, ha ocurrido el siguiente hecho significativo que no afecta a los estados financieros separados:

Con fecha 24 de octubre de 2025, el Directorio aprobó la distribución de dividendos a cuenta del ejercicio 2025 por un monto de S/ 69,999,000. El pago se hará efectivo el 21 de noviembre de 2025.