

**SOCIEDAD DE AUDITORÍA
GAVEGLIO, APARICIO Y ASOCIADOS SOCIEDAD CIVIL DE
RESPONSABILIDAD LIMITADA**

INFORME N° 002-2024-3-0046-DF

**AUDITORÍA FINANCIERA A EMPRESA DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. -
EGASA**

**"DICTAMEN A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE
DICIEMBRE DE 2023"**

**PERÍODO
1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023**

**TOMO I
AREQUIPA - PERÚ
FEBRERO - 2024**



"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"

"□"



0 7 0 4



0 0 2 2 0 2 4 3 0 0 4 6 0 0

**EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE
AREQUIPA S.A. - EGASA**

**ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2023 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2022**



Gaveglia Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada.
Av. Santo Toribio 143, Piso 7, San Isidro, Lima Perú - www.pwc.pe
☎ +51 (1) 919 - 292001 ✉ pe_mesadepartes@pwc.com

Gaveglia Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada es una Firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers Internacional Limited (PwCIL). Cada una de las Firmas es una entidad legal separada e independiente que no actúa en nombre de PwCIL ni de cualquier otra Firma miembro de la red. Inscrita en la Partida No. 11028527, Registro de Personas Jurídicas de Lima y Callao.

EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. – EGASA**ESTADOS FINANCIEROS****31 DE DICIEMBRE DE 2023 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2022****CONTENIDO****Páginas**

Informe de los auditores independientes	1 - 3
Estado de situación financiera	4
Estado de resultados integrales	5
Estado de cambios en el patrimonio	6
Estado de flujos efectivo	7
Notas a los estados financieros	8 - 52



S/ =Soles

US\$ =Dólares estadounidenses



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Accionista y señores Directores de Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S. A. - EGASA

Opinión

Hemos auditado los estados financieros de **Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S. A. - EGASA** (en adelante la Compañía) que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2023, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en esa fecha, así como las notas a los estados financieros, que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2023, sus resultados y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Fundamento para la opinión

Efectuamos nuestra auditoría de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIA) aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú. Nuestras responsabilidades, de acuerdo con estas normas, se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del Auditor en relación con la auditoría de los estados financieros* de nuestro informe.

Somos independientes de la Compañía, de conformidad con el *Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad* del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA) junto con los requerimientos éticos que son aplicables para nuestra auditoría de los estados financieros en Perú, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Otro asunto

Los estados financieros de Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S. A. - EGASA al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, fueron auditados por otros auditores independientes quienes, en su informe de fecha 21 de febrero de 2023, emitieron una opinión sin salvedades.



Gaveglío Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada.
Av. Santo Toribio 143, Piso 7, San Isidro, Lima Perú - www.pwc.pe
☎ +51 (1) 919 - 292001 ✉ pe_mesadepartes@pwc.com

Gaveglío Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada es una Firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers Internacional Limited (PwCIL). Cada una de las Firmas es una entidad legal separada e independiente que no actúa en nombre de PwCIL ni de cualquier otra Firma miembro de la red. Inscrita en la Partida No. 11028527, Registro de Personas Jurídicas de Lima y Callao.



Responsabilidades de la gerencia y de los encargados del Gobierno Corporativo por los estados financieros

La gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de acuerdo con NIIF emitidas por el IASB, y por el control interno que la gerencia considere que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de incorrección material, ya sea por fraude o error.

Al preparar los estados financieros, la gerencia es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en marcha, revelando, según sea aplicable, los asuntos relacionados a la continuidad de las operaciones y utilizando el principio contable de empresa en marcha, a menos que la gerencia tenga la intención de liquidar a la Compañía, o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista.

Los encargados del Gobierno Corporativo de la Compañía son responsables por la supervisión del proceso de preparación de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto estén libres de incorrecciones materiales, ya sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no garantiza que una auditoría efectuada de conformidad con las NIA aprobadas para su aplicación en Perú, siempre detecte una incorrección material, cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o en agregado, podrían razonablemente influir en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las NIA aprobadas para su aplicación en Perú, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos escepticismo profesional durante toda la auditoría. Además:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, ya sea por fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para ofrecer fundamento para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que no detectar una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, declaraciones falsas o la vulneración del control interno.
- Obtuvimos un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el propósito de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la respectiva información revelada por la gerencia.





- Concluimos sobre el adecuado uso del principio contable de empresa en marcha por parte de la gerencia y, sobre la base de la evidencia obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada a eventos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la respectiva información revelada en los estados financieros o, si tales revelaciones son inadecuadas, para que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se sustentan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, eventos o condiciones futuras pueden ser causa de que la Compañía ya no pueda continuar como empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros, incluyendo la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y eventos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Nos comunicamos con los encargados del Gobierno Corporativo de la Compañía respecto de, entre otros aspectos, el alcance y la oportunidad de los procedimientos de auditoría planificados y los hallazgos significativos de auditoría, así como cualquier deficiencia significativa en el control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

Lima, Perú

21 de febrero de 2024

Gavoglio Sparicio y Asociados

Refrendado por

----- (socio)

Christian De La Torre O.
Contador Público Colegiado
Matrícula No.25517



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. - EGASA

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

ACTIVO

Nota	Al 31 de diciembre de	
	2023	2022
	S/000	S/000
Activo corriente		
Efectivo y equivalentes de efectivo	6 520,475	158,946
Inversiones financieras	7 70,989	435,517
Cuentas por cobrar comerciales	8 25,852	26,770
Otras cuentas por cobrar	9 17,620	5,908
Inventarios	10 11,092	11,770
Gastos contratados por anticipado	4,164	2,005
Total activo corriente	650,192	640,916
Activo no corriente		
Otras cuentas por cobrar	9 336	310
Activo por derecho de opción	11 22,844	25,517
Propiedades, planta y equipo	12 383,967	392,950
Activos intangibles	1,636	1,894
Propiedades de inversion	421	432
Otros activos	11	12
Total activo no corriente	409,215	421,115
Total activo	1,059,407	1,062,031

PASIVO Y PATRIMONIO

Nota	Al 31 de diciembre de	
	2023	2022
	S/000	S/000
Pasivo corriente		
Cuentas por pagar comerciales	13 15,814	19,555
Otras cuentas por pagar	14 8,067	19,354
Provisiones	15 6,274	2,737
Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	16 12,004	22,529
Provision por beneficios a los empleados	17 12,475	12,192
Total pasivo corriente	54,634	76,367
Pasivo no corriente		
Otras cuentas por pagar	14 929	369
Provisiones	15 8,479	10,038
Provision por beneficios a los empleados	17 1,102	1,335
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido	16 31,780	31,886
Total pasivo no corriente	42,290	43,628
Total pasivo	96,924	119,995
Patrimonio		
Capital emitido	18 772,213	772,213
Reserva legal	18 55,044	42,291
Resultados acumulados	135,226	127,532
Total patrimonio	962,483	942,036
Total pasivo y patrimonio	1,059,407	1,062,031

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 52 forman parte de los estados financieros.



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. - EGASA

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	Nota	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2023 S/000	2022 S/000
Ingresos por servicio de energía	19	250,281	234,309
Costo del servicio de energía	20	(83,254)	(72,695)
Utilidad bruta		167,027	161,614
Gastos de ventas	21	(5,967)	(4,681)
Gastos administrativos	22	(19,546)	(21,771)
Otros ingresos	25	15,580	10,128
Otros gastos	25	(7,828)	(2,807)
Utilidad operativa		149,266	142,483
Ingresos financieros	26	43,920	28,577
Gastos financieros		(317)	(298)
Diferencia en cambio, neta	3.1-a	(1,283)	11,294
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		191,586	182,056
Gasto por impuesto a las ganancias	16	(56,360)	(54,524)
Utilidad y resultado integral del año		135,226	127,532

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 52 forman parte de los estados financieros.



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. - EGASA

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023
 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

Nota	Numero de acciones 000	Capital emitido S/000	Reserva legal S/000	Resultados acumulados S/000	Total S/000
	772,213	772,213	34,932	73,590	880,735
	-	-	-	127,532	127,532
Utilidad y resultado integral del año					
Transacciones con accionistas:					
Transferencias a la reserva legal	18	-	7,359	(7,359)	-
Distribución de dividendos	18	-	-	(66,231)	(66,231)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	<u>772,213</u>	<u>772,213</u>	<u>42,291</u>	<u>127,532</u>	<u>942,036</u>
Utilidad y resultado integral del año	-	-	-	135,226	135,226
Transacciones con accionistas:					
Transferencias a la reserva legal	18	-	12,753	(12,753)	-
Distribución de dividendos	-	-	-	(114,779)	(114,779)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	<u>772,213</u>	<u>772,213</u>	<u>55,044</u>	<u>135,226</u>	<u>962,483</u>

Las notas que se acompañan de la página 8 a la 52 forman parte de los estados financieros.



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. - EGASA

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Nota	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	2023	2022
	S/000	S/000
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Cobranzas a clientes	307,192	290,419
Cobro de intereses	43,719	28,462
Pagos a proveedores	(126,490)	(99,544)
Pago de Impuesto a las ganancias	16 (51,735)	(39,987)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(24,710)	(22,081)
Pago de intereses	(2)	(298)
Otros pagos relativos a la operación	(26,772)	(7,546)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	121,202	149,425
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pago por suscripción de fondos mutuos	(183,355)	-
Cobros por rescate de fondos mutuos	195,883	1,958
Retiro de inversión de depósitos a plazo fijo	372,000	70,435
Inversión en depósitos a plazo fijo	7 (20,000)	(372,000)
Pagos por compras de propiedades, planta y equipo	12 (9,111)	(14,408)
Pago por compras de activos intangibles	(311)	(219)
Efectivo neto provisto por (aplicado a) las actividades de inversión	355,106	(314,234)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Pago de dividendos y efectivo neto aplicado a las actividades de financiamiento	16 (114,779)	(66,231)
Variación neta de efectivo y equivalente de efectivo	361,529	(231,040)
Saldo de efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año	158,946	389,986
Saldo de efectivo y equivalente de efectivo al final del año	6 520,475	158,946
TRANSACCIONES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO E INVERSIÓN QUE NO GENERARON FLUJOS DE EFECTIVO		
Actualización de la provisión por desmantelamiento	15-a (1,784)	(563)
Activos por derecho de uso	12 (906)	-



Las notas que se acompañan de la página 8 a la 52 forman parte de los estados financieros.

EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. - EGASA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2023 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2022

1 IDENTIFICACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA

a) Identificación -

Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA (en adelante la Compañía), se constituyó el 15 de marzo de 1994, como empresa estatal de derecho privado del sector Energía y Minas, basándose en los desaportes de activos aprobados por las juntas generales de accionistas de Electroperú S.A. y de Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., operación que estuvo contemplada en la Resolución Suprema No.165-93 y Resolución Ministerial No.177-93 EM/VME. La Compañía inició sus actividades el 1 de marzo de 1994 y tiene como único accionista al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), el cual posee el 100 por ciento de las acciones de su capital emitido.

El domicilio legal de la Compañía está ubicado en Pasaje Ripacha 101, Chilina, Arequipa, Perú.

b) Actividad económica -

Su actividad económica principal comprende la generación y venta de energía y potencia eléctrica a las empresas de distribución de servicio público de electricidad, a clientes libres finales y al mercado "SPOT" dentro del territorio peruano, que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para lo cual cuenta con nueve centrales de generación: seis hidroeléctricas en el departamento de Arequipa y tres termoeléctricas (dos en el departamento de Arequipa y una en el departamento de Ica).

c) Central Térmica Pisco (C.T. Pisco) -

En acuerdo de Directorio del 29 de agosto de 2018 se aprobó la desactivación de la Central Térmica Pisco y, posteriormente, en Junta General de Accionistas celebrada el 14 de diciembre de 2018, se aprobó autorizar a la Compañía para que renuncie al título habilitante (autorización) para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la C.T. Pisco por una potencia instalada de 74.80 MW, como consecuencia del Decreto Supremo No.043-2017-EM que estableció nuevas reglas y condiciones para la determinación del costo variable a declarar por parte de las centrales de generación que usan gas natural como insumo, lo cual ha ocasionado que el despacho de la C.T. Pisco se reduzca significativamente.

Mediante Carta GG-0474/2018-EGASA de fecha 26 de diciembre de 2018, la Compañía informó al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) acerca de su decisión de la desactivación de la C.T. Pisco a partir del 1 de abril de 2019.

Mediante Carta GG-0064/2019-EGASA de fecha 8 de febrero de 2019, la Compañía solicita al COES-SINAC la aceptación de la conclusión comercial de la C.T. Pisco y proceder a la emisión del certificado de conclusión de la operación, para lo cual adjuntó el informe técnico que incluye los estudios y simulaciones para dos años luego de la fecha prevista de retiro de la operación comercial. Como consecuencia de lo descrito, la Compañía decidió provisionar el saldo neto de la C.T. Pisco mediante una provisión por desvalorización, a excepción de ciertas obras civiles. Asimismo, con relación a posibles efectos onerosos derivados de la terminación de los contratos de suministro de gas, de transporte y de distribución de gas que permiten la operación de la C.T. Pisco, la Gerencia General ha informado que los contratos culminaron sin que se generen perjuicios económicos o pérdidas distintas a las que implica una normal operación de los mismos al 31 de marzo de 2019, y frente a ello la Compañía considero que no es necesario realizar provisiones adicionales a las registradas por contratos onerosos conforme a la NIC 37.



La Gerencia de la Compañía ha evaluado otras posibles provisiones derivadas de acciones sancionatorias por parte de COES-SINAC o de cualquier otro organismo público, y considera que las acciones desarrolladas por la Gerencia permitirán a la Compañía responder adecuadamente, por lo que no será necesario reconocer provisiones adicionales a la fecha.

La Compañía, mediante Carta GG-0093-2019-EGASA de fecha 5 de marzo de 2019 comunicó al OSINERMGIN su decisión de retirarse de la operación comercial a la C.T. Pisco a partir del 1 de abril de 2019, por el cual ya no es considerado por OSINERGMIN como un operador beneficiario del mecanismo de compensación.

La Gerencia de la Compañía manifiesta que la identificación de opciones sobre el destino final de la CT Pisco es un proceso de compleja realización; en ese sentido, han evaluado diversas propuestas para la valorización de la C.T. Pisco como central de ciclo simple o transformándola a una central de ciclo combinado. Al respecto, dentro de los antecedentes más recientes destaca la propuesta de Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - EGEMSA para la transferencia de la CT Pisco, solicitado mediante Carta C-0051-2022 de fecha 15 de febrero del 2022, y el requerimiento efectuado por Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. – EGESUR, mediante carta C-G-15702022/EGS de fecha 24 de octubre 2022, para el uso de la Turbina I a gas natural de la CT Pisco. Dichos procesos se evaluaron conjuntamente y quedaron desestimados por cuestiones económicas, operativas y normativas.

Por otro lado, debido a la situación de crisis por la baja hidrología registrada en el sector eléctrico en el año 2023 y por el riesgo que implican los efectos adversos que el fenómeno El Niño podría ocasionar en la hidrología del año 2024, el Directorio de la Compañía y su accionista FONAFE requirieron que se tomen medidas preventivas que contrarresten los posibles efectos adversos del fenómeno El Niño. En este contexto, como medida preventiva la Compañía viene evaluando el reingreso en operación comercial de la C.T. Pisco en el periodo de estiaje (menor caudal) durante el 2024, por tal motivo ha contratado servicios de consultoría para determinar la viabilidad del reingreso en operación comercial de la C.T. Pisco. Consecuentemente, si la viabilidad del reingreso se desestima, la Gerencia ha planificado efectuar un servicio de consultoría integral para evaluar y proponer alternativas de destino o uso final de las dos turbinas a gas natural de la C.T. Pisco. A la fecha, se vienen realizando actividades de conservación sobre las dos turbinas para mantener su disponibilidad operativa. Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, los activos de la C.T. Pisco ascienden a S/852,000 y S/969,000; respectivamente.

d) Aprobación de estados financieros -

Los estados financieros de la Compañía por el año terminado al 31 de diciembre de 2023 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia el 31 de enero de 2024 y aprobados por el Directorio el 15 de febrero de 2024; asimismo, serán puestos a consideración de la Junta Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro del plazo de Ley, para su modificación y/o aprobación definitiva. La Gerencia estima que estos estados financieros serán aprobados sin modificaciones.

Los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas el 31 de marzo de 2023.

e) Regulación operativa y Normas legales del Sector Eléctrico -

- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento -

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



De acuerdo con dicha ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollado por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante del SINAC. De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida al respecto.

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

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos -

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

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

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

- Control Previo de Operaciones de Concentración Empresarial -

El 7 de enero de 2021 se promulgó la Ley No.31112, que establece un régimen de control previo de operaciones de concentración empresarial con la finalidad de promover la competencia efectiva y la eficiencia económica en los mercados para el bienestar de los consumidores. Asimismo, se derogó 3 dispositivos legales, la Ley No.26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, el Decreto de Urgencia No.013-2019, que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial, y el Decreto Legislativo 1510, que modificaba el Decreto de Urgencia No.013-2019 con excepción del artículo 13, que modifica el artículo 122 del Decreto Ley No.25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Con la entrada en vigor de la presente Ley No.31112, los procedimientos de control previo sujetos a la Ley No.26876, que se hayan iniciado con anterioridad y se encuentren en trámite, continúan su trámite bajo las reglas de la Ley No.26876, hasta su culminación.



- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica -

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

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

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

- Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado.

El 3 de enero de 2008 se publicó la Ley No.29179, que en forma conjunta con sus modificatorias y ampliatorias, establecen el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado. Esta Ley indica que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía eléctrica que las respalden (mediante los mecanismos de licitación de suministro de electricidad establecidos en la Ley No.28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, y/o mediante los contratos bilaterales suscritos al amparo del Decreto Ley No.25844, Ley de Concesiones Eléctricas), serán asumidas por los generadores conforme al procedimiento que establezca OSINERGMIN.

Para tal fin, el monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato valorizado a precios de barra del mercado regulado, se asignará por el COES-SINAC a los generadores en proporción a la energía firme eficiente anual del generador, menos sus ventas de energía que tengan por sus contratos. El incumplimiento de pago por parte de las distribuidoras a los generadores constituirá causal de caducidad de la concesión en caso de reincidencia.

- Ley de Recursos Hídricos, Ley No.29338 -

El 31 de marzo de 2009 se publicó la Ley No.29338 "Ley de Recursos Hídricos, y su reglamento por Decreto Supremo No.001-2010-AG, aprobado el 24 de marzo de 2010" y "Decreto Legislativo No.1221"; las cuales tienen por objeto regular el uso y gestión de los recursos hídricos que comprenden al agua continental: superficial y subterránea, y los bienes asociados a esta; así mismo, promover el aprovechamiento sostenible, conservación, protección de la calidad e incremento de la disponibilidad del agua y la protección de sus bienes asociados, así como el uso eficiente del agua.



- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -

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

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

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

- Comité de Operación Económica del Sistema -

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto plazo. Asimismo, mediante el Capítulo Cuarto de la Ley 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica se establecieron las normas generales del COES, respecto a su naturaleza, sus funciones de interés público y operativas, sus órganos de gobierno, y su presupuesto. De igual manera, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM se aprobó el Reglamento del COES.

- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad -

Mediante Decreto Supremo No.026-2016-EM, se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos del Reglamento MME son: Incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda.

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

Mediante Decreto Supremo No.033-2017-EM se dispuso que el Reglamento MME entre en vigencia el 1 de enero de 2018.



- **Modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad -**

Mediante Decreto Supremo No.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 generadoras 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 OSINERGMIN.

En la disposición complementaria transitoria única del citado Decreto Supremo No.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 efectuados en aplicación del Decreto Supremo No.022-2018-EM, el 31 de diciembre de 2018 se suscribieron dos (2) adendas a los contratos de suministro de electricidad con Luz del Sur S.A.A. y Enel Distribución S.A., que incluían ampliar el plazo del contrato y la opción de vender energía a dichas empresas al término del plazo indicado, a la tarifa establecida en el contrato actual original.

De acuerdo con lo indicado en el párrafo anterior, considerando que dichos contratos vencían en el 2023, se han ampliado los plazos de vigencia de los mismos hasta el 2030, tal como se describe a continuación:

Adenda firmada con	Plazo	Hasta	Potencia	Hasta	Potencia
			MW		MW
Luz del Sur S.A.A.	7 años	2023	103.46	2030	32.21
Enel Distribución S.A.	7 años	2023	28.17	2030	6.19
			<u>131.63</u>		<u>38.40</u>

Para ejercer la opción, en cumplimiento de lo establecido en el acápite C.(i) del numeral 1. 2 de la Cláusula Primera de los citados acuerdos, la Compañía desembolsó a las distribuidoras contraprestaciones mensuales durante los años del 2018 al 2021. Estas contraprestaciones se presentan en el estado de situación financiera en el rubro Activo por derecho de opción y se amortizan durante el plazo extendido del contrato de suministro de energía. Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, el importe del Activo por derecho de opción asciende a S/22,844,000 y S/25,517,000, respectivamente (Nota 11).

- **Normas para la Conservación del Medio Ambiente -**

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



- Decreto Supremo No.016-2000-EM, promulgado el 14 de septiembre de 2000 -

Mediante Decreto Supremo No.043-2017-EM publicado el 28 de diciembre de 2017, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo No.016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la cantidad diaria contractual, el consumo específico, contratos "take or pay" y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

Mediante sentencia de Acción Popular No.28315-2019 publicada en el Diario Oficial El Peruano el 21 de setiembre de 2020, la Corte Suprema declaró nulo el Decreto Supremo No.043-2017-EM. Mediante Decreto Supremo No.031-2020-EM publicado el 19 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía y Minas encargó al COES presentar al OSINERGMIN la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos relacionados con la entrega de información de los costos de suministro, transporte y distribución de gas, así como de la determinación de los costos variables de las unidades de generación termoeléctrica que utilizan gas natural.

2 RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

A continuación, se presentan las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros de la Compañía:

2.1 Bases de preparación -

Los estados financieros de la Compañía han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF") emitidas por la International Accounting Standards Board (IASB) vigentes al 31 de diciembre de 2023. La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Gerencia y del Directorio de la Compañía quien manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios contemplados en las NIIF emitidas por el IASB.

Base de medición -

Los estados financieros adjuntos han sido preparados sobre la base del costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Compañía, con excepción de los fondos mutuos que son medidos a valor razonable (Nota 7). Los estados financieros adjuntos se presentan en miles de soles (moneda funcional y de presentación), excepto cuando se indique lo contrario.

La preparación de los estados financieros de acuerdo a NIIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la Gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía (Nota 2).

2.2 Normas, modificaciones e interpretaciones -

2.2.1 Nuevas normas y modificaciones vigentes desde el 1 de enero de 2023 adoptadas por la Compañía -

En el marco de las NIIF, se han emitido ciertos cambios contables que tienen vigencia desde el 1 de enero de 2023. Estos cambios han sido tomados en cuenta por la Compañía para la preparación de los estados financieros de 2023. Estos cambios contables se resumen como sigue:

- Modificación de la NIIF 17, 'Contratos de seguros'.
- Divulgación de políticas contables - 'Modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de Práctica 2'.
- Modificaciones a la NIC 8 - Definición de estimaciones contables.
- Modificaciones a NIC 12, Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos surgidos de una única transacción.
- OCDE - Normas del Pilar 2.



2.2.2 Nuevas normas y modificaciones e interpretaciones aplicables a la Compañía vigentes para los estados financieros de períodos anuales que se inicien el o después del 1 de enero de 2024 y que no han sido adoptadas anticipadamente -

A la fecha, se han publicado las siguientes modificaciones a normas que son de aplicación obligatoria el o después del 1 de enero de 2024 y no han sido adoptadas de forma anticipada por la Compañía:

- Modificaciones a la NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No corrientes.
- Modificación a la NIIF 16: Ventas con Arrendamiento Posterior.
- Modificaciones a la NIC 7 y la NIIF 7 - Acuerdos de financiamiento de proveedores.
- Modificaciones a la NIC 21 - Falta de intercambiabilidad.
- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 - Venta o contribución de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

La Compañía evaluará el impacto de las presentes normas y modificaciones en 2024, sin embargo, tiene la expectativa que éstas no tendrán un impacto material en sus estados financieros del año 2024 y siguientes.

2.3 Traducción de moneda extranjera –

Moneda funcional y de presentación -

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Compañía se expresan en la moneda del ambiente económico primario donde opera la entidad (moneda funcional). Los estados financieros se presentan en soles, que es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía.

Transacciones y saldos -

Se consideran transacciones en moneda extranjera a aquellas realizadas en una moneda diferente a la moneda funcional. Las transacciones en moneda extranjera se traducen a la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes a las fechas de las transacciones o la fecha de valuación en el caso de partidas que son revaluadas. Las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten del pago de tales transacciones y de la traducción de activos y pasivos monetarios en moneda extranjera al tipo de cambio de cierre del año, se reconocen en el rubro Diferencia en cambio, neta del estado de resultados integrales.

2.4 Efectivo y equivalente de efectivo -

El efectivo y equivalentes de efectivo presentados en el estado de situación financiera comprenden los saldos en caja, cuentas corrientes y depósitos a plazo. Para efectos de preparar el estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo y los depósitos con vencimiento original menor a tres meses.

2.5 Activos financieros -

Clasificación y medición -

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- Medidos a valor razonable (sea a través de resultados o de otros resultados integrales), y
- Medidos al costo amortizado.

La clasificación depende del modelo de negocio de la Compañía para la administración de los activos financieros y de si los términos contractuales representan únicamente pagos de principal e intereses.



Instrumentos de deuda -

La medición subsecuente de los instrumentos de deuda depende del modelo de negocio de la Compañía para administrar el activo y las características de flujo de efectivo del activo. Hay tres categorías de medición de acuerdo con las cuales la Compañía clasifica sus instrumentos de deuda y son: i) activos a costo amortizado, ii) activos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales y iii) activos a valor razonable con cambios en resultados. Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía sólo mantiene activos financieros medidos al costo amortizado y al valor razonable con cambios en resultados:

Activos financieros a costo amortizado -

Los activos que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales cuando dichos flujos de efectivo representan únicamente pagos de principal e intereses se miden a costo amortizado. Los ingresos recibidos de estos activos financieros se incluyen en los ingresos financieros utilizando el método de tasa de interés efectiva. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas, se reconoce directamente en resultados y se presenta en "Otros ingresos (gastos)".

La Gerencia de la Compañía ha evaluado qué modelos de negocio se aplican a los activos financieros mantenidos por la Compañía y ha clasificado sus instrumentos de deuda a costo amortizado. Estos incluyen principalmente efectivo y equivalente de efectivo, cuentas por cobrar comerciales, depósitos a plazo con vencimiento mayor a tres meses clasificados como inversiones financieras a costo amortizado y algunas partidas incluidas en otras cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar comerciales son montos adeudados por los clientes en virtud de la venta de energía en el curso ordinario de los negocios. Generalmente se deben liquidar en un plazo de 30 días y, por lo tanto, se clasifican como corrientes. Las cuentas por cobrar comerciales se reconocen inicialmente por el importe de la contraprestación incondicional a menos que contengan componentes de financiamiento significativos, en cuyo caso se reconocen a valor razonable. La Compañía mantiene los clientes y cuentas por cobrar con el objetivo de recolectar los flujos de efectivo contractuales y, por lo tanto, los mide posteriormente a costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. Los detalles sobre las políticas de deterioro de la Compañía y el cálculo de la provisión por pérdida crediticia esperada se incluyen en la Nota 2.6.

Debido a la naturaleza de corto plazo de las otras cuentas por cobrar, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para la mayoría de las otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes de sus valores en libros.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados -

Los activos que no cumplen con los criterios de costo amortizado o valor razonable con cambios en otros resultados integrales se miden a valor razonable con cambios en resultados. Una ganancia o pérdida en un instrumento de deuda que subsecuentemente se mide a su valor razonable a través de resultados se reconoce en el estado de resultados integrales y se presenta en términos netos en "Ingresos (gastos) financieros" en el periodo en el que surge. Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía mantiene activos a valor razonable con cambios en resultados que corresponden a inversiones en fondos mutuos.

2.6 Deterioro del valor de los activos financieros -

La Compañía evalúa, con una perspectiva de futuro, las pérdidas crediticias esperadas asociadas con instrumentos de deuda medidos a costo amortizado y a valor razonable a través de otros resultados integrales. La metodología aplicada para determinar el deterioro depende de si el riesgo de crédito de un activo ha experimentado un aumento significativo. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se consideran de bajo riesgo, y por lo tanto la estimación por deterioro a reconocer durante el periodo se limitará a las pérdidas esperadas de 12 meses.



Para cuentas por cobrar comerciales, la Compañía aplica el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9, el cual requiere estimar la pérdida crediticia de la cuenta por la duración total del instrumento y reconocerla desde su registro inicial.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, las cuentas por cobrar comerciales se han agrupado en función de las características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes endeudados y los días vencidos. La Compañía ha agrupado sus clientes en (i) Libres y (ii) Regulados.

Para los años 2023, y 2022, las tasas de pérdida esperada se basan en los perfiles de pago de las ventas durante un período de 36 meses antes del 31 de diciembre de 2023 y de 2022, respectivamente, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales.

2.7 Pasivos financieros -

De acuerdo con lo que establece la NIIF 9, "Instrumentos financieros", los pasivos financieros se clasifican, según corresponda, como: i) pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y ii) pasivos financieros a costo amortizado. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía sólo mantiene pasivos financieros en la categoría de otros pasivos financieros a costo amortizado y se incluyen en los rubros: cuentas por pagar comerciales, algunas partidas incluidas en otras cuentas por pagar y provisiones en el estado de situación financiera.

Cuentas por pagar comerciales -

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios y se clasifican como pasivos corrientes si el pago se debe realizar dentro de un año o menos, de lo contrario se presentan como pasivos no corrientes.

2.8 Compensación de instrumentos financieros -

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

El derecho legalmente exigible no debe ser contingente de futuros eventos y debe ser exigible en el curso normal del negocio y en el caso de un evento de incumplimiento, insolvencia o bancarrota de la Compañía o de la contraparte.

2.9 Inventarios -

Los inventarios están conformados principalmente por suministros diversos que se mantienen en los almacenes y que serán destinados al mantenimiento de las centrales de generación eléctrica en el periodo corriente. El costo se determina sobre la base de un promedio ponderado.

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.



2.10 Propiedades, planta y equipo -

El rubro "Propiedades, planta 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 rehabilitación y los costos de financiamiento para los proyectos de construcción a largo plazo, en la medida en que se cumplan los requisitos para su reconocimiento.

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

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 terrenos son medidos al costo y tienen vida útil ilimitada por lo que no se deprecian.

La depreciación de los otros activos de este rubro se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes. La depreciación anual se reconoce como gasto o costo de otro activo, y se calcula considerando las siguientes vidas útiles estimadas para los diversos rubros:



	<u>Años</u>
Edificios y otras construcciones	10 a 85
Maquinaria y equipo	3 a 71
Unidades de transporte	5 a 10
Muebles y enseres	2 a 16
Equipos de cómputo	1 a 15
Equipos diversos	1 a 37
Unidades de reemplazo (repuestos estratégicos)	4 a 33

Los valores residuales, vidas útiles y los métodos de depreciación se revisan y son ajustados en caso sea apropiado, a cada fecha de cierre de ejercicio, se ajustan prospectivamente.

2.11 Activos intangibles -

Los activos intangibles adquiridos individualmente se valoran inicialmente al costo, y después del reconocimiento inicial, se registran al costo menos su amortización acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas, si hubiera. Los activos intangibles generados internamente, excluyendo los gastos de desarrollo capitalizados, no se activan, y el gasto correspondiente se registra en el estado de resultados integrales en el que se haya incurrido.

La Compañía evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida.

Los activos intangibles con vida útil definida se amortizan a lo largo de su vida útil económica y su deterioro se evalúa cuando haya indicios de que puedan estar deteriorados. El periodo de amortización y el método de amortización para los activos intangibles con vida útil definida se revisan por lo menos al final de cada ejercicio. Los cambios en la vida útil esperada o en patrón de consumo de los beneficios económicos futuros del activo, se consideran para cambiar el periodo o método de amortización, si corresponde, y se tratan como un cambio de estimación contable. El gasto por amortización de los activos intangibles con vida útil definida se reconoce en el estado de resultados integrales en la categoría de gasto que es consistente con la funcionalidad de los activos intangibles.

Los activos intangibles con vida útil indefinida no se amortizan, y en cambio, la existencia de indicios de deterioro se evalúa anualmente. La vida útil de un activo intangible con vida indefinida se revisa anualmente para determinar si la evaluación de vida indefinida continúa siendo razonable. Si no es así, el cambio en la evaluación de vida útil indefinida a definida se realiza de forma prospectiva.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajena (es decir, en la fecha en que el comprador obtiene el control) o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros derivados de su uso o enajenación. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la enajenación del activo (calculada como la diferencia entre el importe neto obtenido por su enajenación y el valor en libros del activo) se reconoce en el estado de resultados integrales.

En el caso de la Compañía, sus activos intangibles corresponden al software de computadora, cuyos costos se capitalizan sobre la base de los costos asumidos para adquirirlo y ponerlo en uso. Estos costos son amortizados siguiendo el método de línea recta, considerando una vida útil estimada de 5 a 10 años.

2.13 Arrendamientos -



La Compañía arrienda principalmente unidades de transporte y equipos diversos. Los contratos de renta se realizan normalmente por periodos fijos, pero pueden tener opciones de extensión de plazo. Los términos de arrendamiento se negocian sobre una base individual y contienen una amplia gama de términos y condiciones diferentes. Los contratos de arrendamiento no imponen ninguna obligación de cumplimiento a parte de la garantía de los activos arrendados que son mantenidos por el arrendador.

Los contratos pueden contener componentes de arrendamiento y no arrendamiento. La Compañía asigna la contraprestación en el contrato a los componentes de arrendamiento y no arrendamiento en función de sus precios independientes relativos. Sin embargo, para los arrendamientos de unidades de transporte y equipos diversos para los cuales la Compañía es un arrendatario, la Compañía ha optado, tal y como lo permite el expediente práctico de NIIF 16, por no separar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento y, en cambio, los contabiliza como un componente de arrendamiento único.

Los arrendamientos se reconocen como un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento correspondiente a la fecha en que el activo arrendado esté disponible para su uso por la Compañía.

Los activos y pasivos derivados de un contrato de arrendamiento se miden inicialmente a valor presente.

Los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento se miden de la siguiente forma:

- El importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento y
- Cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes de la fecha de inicio menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido.

El activo de derecho de uso generalmente se deprecia en línea recta durante el periodo más corto de la vida útil del activo y el plazo del arrendamiento. Si la Compañía tiene certeza razonablemente de ejercer una opción de compra, el activo por derecho de uso se deprecia durante la vida útil del activo subyacente.

La NIIF 16 ofrece expedientes prácticos, por lo tanto, los pagos asociados a los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen bajo el método de línea recta como un gasto en resultados. Los arrendamientos a corto plazo son arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos. Los activos de bajo valor comprenden equipos de cómputo y telecomunicaciones y pequeños artículos de mobiliario de oficina.

Los pasivos por arrendamiento incluyen el valor presente neto, de los siguientes pagos:

- Pagos fijos y
- Pagos de arrendamiento variables que se basan en un índice o una tasa.

Los pagos de arrendamiento que se harán bajo opciones de renovación con certeza razonable de ser ejercidas también se incluyen en la medición del pasivo.

Los pagos del arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de interés implícita en el contrato de arrendamiento, si se puede determinar, o la tasa de interés incremental de la Compañía, que es la tasa de interés que el arrendatario tendría que pagar para pedir prestados los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al derecho de uso del activo en un entorno económico similar con términos, garantías y condiciones similares.

Para determinar la tasa de interés incremental, la Compañía:

- Utiliza otros enfoques donde comienza con una tasa de interés libre de riesgo ajustada por el riesgo de crédito para los arrendamientos mantenidos por la Compañía, y
- Realiza ajustes específicos al arrendamiento, por ejemplo, plazo, país, moneda y garantías similares.

La Compañía está expuesta a posibles aumentos futuros en los pagos de arrendamientos variables en función de un índice o tasa, los cuales no se incluyen en el pasivo por arrendamiento hasta que surtan efecto. Cuando los ajustes a los pagos de arrendamiento basados en un índice o tasa entran en vigencia, el pasivo por arrendamiento se revalúa y se ajusta al activo por derecho de uso.

Los pagos de arrendamiento se asignan entre el principal y el costo financiero. El costo financiero se carga a resultados durante el periodo de arrendamiento, con el fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada periodo.

Al determinar el plazo del arrendamiento, la Gerencia considera todos los hechos y circunstancias que crean un incentivo económico para ejercer una opción de extensión, o no ejercer una opción de terminación. Las opciones de extensión (o periodos posteriores a la terminación) solo se incluyen en las condiciones del contrato si se considera con certeza razonable que el contrato de arrendamiento será extendido (o no será terminado).



2.14 Deterioro de activos no financieros -

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

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

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

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

2.15 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 de resultados integrales, a medida que se devengan. Asimismo, la Compañía mantiene beneficios a largo plazo por quinquenios, los mismos que se reconocen a su valor presente considerando todo el periodo de la obligación que mantiene la Compañía basado en su convenio colectivo vigente.



a) Participación en las utilidades -

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por participación legal de los trabajadores en las utilidades. La participación de los trabajadores en las utilidades se calcula aplicando la tasa de 5% a la materia imponible determinada de acuerdo con la legislación del impuesto a la renta vigente.

b) Gratificaciones -

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en Perú. Las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones mensuales que se pagan en julio y diciembre de cada año.

c) Descanso vacacional -

Las vacaciones anuales del personal y otras ausencias remuneradas se reconocen sobre la base del devengo. La provisión por la obligación estimada por vacaciones del personal, que se calcula sobre la base de una remuneración por cada doce meses de servicios por el periodo de servicios prestados por los empleados, se reconoce en la fecha del estado de situación financiera.

d) **Compensación por tiempo de servicios -**

La compensación por tiempo de servicios del personal de la Compañía corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente en Perú, la que se tiene que depositar en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores en los meses de mayo y noviembre de cada año. La compensación por tiempo de servicios del personal es equivalente a media remuneración mensual vigente a la fecha de su depósito. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

2.16 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 requiera para su liquidación un flujo de salida de recursos y puede hacerse una estimación confiable del monto de la obligación. Las provisiones se revisan periódicamente y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha de estado de situación financiera. El gasto relacionado con una provisión se muestra en el estado de resultados 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.

2.17 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. La actualización del pasivo se contabiliza como gasto a medida que se incurre y se reconoce en el estado de 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.

2.18 Contingencias -

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

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

2.19 Capital emitido -

Las acciones comunes se clasifican como capital emitido en el patrimonio.

2.20 Reconocimiento de ingresos -

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

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



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

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

- Los ingresos por venta de energía y potencia se facturan mensualmente en base a lecturas cíclicas, y son reconocidos íntegramente en el período en que se presta el servicio. El ingreso por venta de energía y potencia entregada y no facturada, que se genera entre la última lectura cíclica y el fin de cada mes, se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como ingreso en el mes que corresponde en base a estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período.
- Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método de interés efectivo. Los intereses ganados se incluyen en la línea de ingresos financieros en el estado de resultados integrales.
- Los ingresos por venta de energía y potencia relacionados con los contratos ampliados en su plazo de vigencia son ajustados por la amortización del activo por derecho de opción, sobre una base sistemática de asignación uniforme al tiempo transcurrido (Nota 11).
- Los demás ingresos son reconocidos cuando se devengan.

2.21 Reconocimiento de costos y gastos -

Los 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.

2.22 Impuesto a las ganancias -

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a las ganancias corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se relaciona a partidas reconocidas directamente en el estado de otros resultados integrales o en el patrimonio. En este caso, el impuesto también se reconoce en el estado de otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El impuesto a las ganancias diferido se calcula por el método del pasivo sobre las diferencias temporales que surgen entre las bases tributarias de activos y pasivos y sus respectivos valores mostrados en los estados financieros. Sin embargo, el impuesto a las ganancias diferido que surge por el reconocimiento inicial de un activo o de un pasivo en una transacción que no corresponda a una combinación de negocios que al momento de la transacción no afecta ni la utilidad ni la pérdida contable o gravable, no se registra. El impuesto a las ganancias diferido se determina usando la legislación y las tasas tributarias que han sido promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha del estado de situación financiera del país en el que la Compañía opera y genera renta gravable, y que se espera sean aplicables cuando el impuesto a las ganancias diferido activo se realice o el impuesto a la renta pasivo se pague.

Las diferencias temporales deducibles y las pérdidas tributarias acumuladas generan impuestos diferidos activos en la medida que el beneficio tributario se pueda usar contra el impuesto a las ganancias de futuros ejercicios gravables. El valor en libros de impuestos a las ganancias diferidos activos se revisa a la fecha de cada estado de situación financiera y se reduce en la medida en que se determine que es improbable que se genere suficiente utilidad imponible contra la que se pueda compensar el activo diferido. El impuesto a las ganancias diferido activo que no se haya reconocido en los estados financieros se reevalúa a la fecha de cada estado de situación financiera.



Los saldos de impuestos a las ganancias diferido activos y pasivos se compensan cuando exista el derecho legal exigible de compensar impuestos activos corrientes con impuestos pasivos corrientes y cuando los impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

2.23 Eventos posteriores -

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

3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La Gerencia de Administración y Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos financieros. Esta Gerencia identifica, evalúa y gestiona los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgos financieros de la Compañía 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 este tipo de riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de este tipo de riesgo, a fin de que reflejen cualquier cambio 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.

3.1 Factores de riesgo financiero -

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (principalmente riesgo de tipo de cambio y riesgo de tasa de interés), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

a) Riesgos de mercado -

(i) Riesgo de tipo de cambio -

Las actividades de la Compañía y las obligaciones financieras que mantiene en moneda extranjera la exponen al riesgo de cambio principalmente del dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre, el nivel de exposición al dólar estadounidense se presenta a continuación:



	2023	2022
	US\$000	US\$000
Activo		
Efectivo y equivalentes al efectivo	509	6,646
Inversiones financieras	-	16,627
Cuentas por cobrar comerciales	14	88
Otras cuentas por cobrar	389	193
	<u>912</u>	<u>23,554</u>
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	(88)	(1,518)
Otras cuentas por pagar	(358)	(14)
	<u>(446)</u>	<u>(1,532)</u>
Posición activa, neta	<u>466</u>	<u>22,022</u>

Los saldos en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional a los tipos de cambio del mercado libre que publica la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP. Al 31 de diciembre de 2023, el tipo de cambio utilizado por la Compañía para el registro de los saldos en moneda extranjera han sido de S/3.713 (S/3.820 al 31 de diciembre de 2022).

La diferencia de cambio por los años terminados el 31 de diciembre está conformada como sigue:

	<u>2023</u> S/000	<u>2022</u> S/000
Ganancia por diferencia en cambio	576	24,279
Pérdida por diferencia en cambio	<u>(1,859)</u>	<u>(12,985)</u>
Diferencia en cambio, neta	<u>(1,283)</u>	<u>11,294</u>

Si al 31 de diciembre de 2023, el sol se hubiera revaluado/devaluado en 5% en relación con el dólar estadounidense; con todas las otras variables mantenidas constantes, la utilidad después de impuestos por el año se habría disminuido/incrementado en S/87,000 (disminuido/incrementado en S/4,209,000 en 2022).

b) Riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable y los flujos de efectivo -

El riesgo de tasa de interés para la Compañía surge principalmente de su endeudamiento a largo plazo. El endeudamiento a tasas variables podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas podría exponer a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía no mantiene endeudamiento que devengue tasas de interés.

c) Riesgo de crédito -

El riesgo de crédito es el riesgo de que una contraparte no cumpla sus obligaciones asumidas en un instrumento financiero o un contrato comercial, y que esto origine una pérdida financiera. La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de crédito por sus actividades operativas (en particular por las cuentas por cobrar comerciales) y sus actividades financieras, incluidos los depósitos en bancos, las inversiones financieras, las operaciones de cambio y otros instrumentos financieros.

Instrumentos financieros y depósitos bancarios -

El riesgo de crédito del saldo en bancos es administrado por la Gerencia de Administración y Finanzas, de acuerdo con las políticas de la Compañía. Los límites de crédito de contraparte son revisados por la Gerencia y el Directorio. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgo y, por consiguiente, mitigar pérdidas financieras provenientes de incumplimientos potenciales de la contraparte.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía no considera que dichas concentraciones impliquen riesgos inusuales para sus operaciones.

Cuentas por cobrar comerciales -

El riesgo de crédito de los clientes es manejado por la Gerencia, sujeto a políticas, procedimientos y controles establecidos. Los saldos pendientes de cuentas por cobrar son periódicamente revisados para asegurar su recupero. Las ventas de la Compañía son realizadas principalmente a clientes nacionales. Asimismo, la Compañía realiza evaluación sobre las deudas cuya cobranza se estima como remota para determinar la estimación por pérdida crediticia esperada.



La Gerencia de la Compañía considera que no existe riesgo significativo de crédito debido a que los clientes de la Compañía son de prestigio en el mercado local y principalmente se encuentran regulados.

d) Riesgo de liquidez -

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

Los siguientes cuadros presentan el perfil de vencimientos de los pasivos financieros de la Compañía sobre la base de las obligaciones contractuales no descontadas:

Al 31 de diciembre de 2023			
	Menos de 1 año	Entre 2 y 5 años	Total
	S/000	S/000	S/000
Cuentas por pagar comerciales	15,814	-	15,814
Otras cuentas por pagar (*)	4,094	1,010	5,104
Provisiones	6,274	8,479	14,753
	<u>26,182</u>	<u>9,489</u>	<u>35,671</u>

Al 31 de diciembre de 2022			
	Menos de 1 año	Entre 2 y 5 años	Total
	S/000	S/000	S/000
Cuentas por pagar comerciales	19,555	-	19,555
Otras cuentas por pagar (*)	5,832	408	6,240
Provisiones	2,737	10,038	12,775
	<u>28,124</u>	<u>10,446</u>	<u>38,570</u>

(*) No incluye pasivos por impuestos y anticipos.

3.2 Administración del riesgo de capital -

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a su accionista, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

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.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía cuenta con suficiente efectivo y equivalente de efectivo adecuado para cubrir sus obligaciones a corto y largo plazo. En ese sentido, no presenta riesgo de capital.

En 2023 y 2022, no hubo modificaciones en los objetivos, políticas o procesos relacionados con la gestión del capital al 31 de diciembre de 2023 y de 2022.



4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

Los estimados y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

4.1 Estimados y criterios contables críticos -

La Compañía efectúa estimados y supuestos respecto del futuro. Los estimados contables, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. Los estimados y criterios que tienen riesgo de causar ajustes a los saldos de los activos y pasivos reportados se presentan a continuación:

- Estimación de la vida útil de activos -

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

- Contingencias -

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

- Impuestos -

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

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

Los activos tributarios diferidos, incluidos los generados por pérdidas tributarias no utilizadas, requieren que la Gerencia evalúe la probabilidad de que la Compañía genere suficientes utilidades gravables en periodos futuros para utilizar los activos tributarios diferidos reconocidos. Los supuestos acerca de la generación de utilidades gravables futuras dependen de los estimados de la Gerencia sobre flujos de caja futuros. En la medida en que los flujos de caja futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de los estimados, se podría ver afectada la capacidad de la Compañía para realizar los activos tributarios diferidos netos registrados en la fecha de reporte.

- Revisión de valores en libros y provisión para deterioro -

La Compañía evalúa si se requiere una provisión por deterioro conforme a la política contable descrita en la Nota 2.14. Esta determinación requiere el juicio de la Compañía al analizar la evidencia de deterioro, así como al determinar el valor recuperable. Para este último, se requiere juicio al preparar los flujos de efectivo futuros esperados, incluidos los pronósticos de la operación futura de la Compañía, los pronósticos de los factores económicos que pueden afectar los ingresos y los costos, así como al determinar la tasa de descuento que se aplicará a esos flujos de efectivo.



Las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable de los activos toman en consideración eventos de años anteriores, las operaciones actuales, expectativas futuras, así como cambios en la estrategia de la Compañía en sus operaciones. Estas consideraciones fueron relevantes para estimar los flujos de efectivo futuros esperados y se han tenido en cuenta en los estimados de flujos de los próximos años.

El valor recuperable de los activos corresponde al valor razonable menos costos de disposición o su valor en uso, el mayor. Para efectos de evaluar el deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que se genera flujos de efectivo identificables (UGEs).

La Compañía agrupa sus activos en seis UGEs siendo cada central hidroeléctrica una UGE. Las centrales térmicas son consideradas activos complementarios cuyos flujos de efectivo y equivalentes de efectivo son altamente dependientes de las centrales hidroeléctricas.

4.2 Juicios críticos en la aplicación de las políticas contables -

Por las transacciones reconocidas en los estados financieros al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, no se ha requerido el ejercicio especial de juicios críticos para la aplicación de políticas contables.

5 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

5.1 Instrumentos financieros por categoría -

Al 31 de diciembre, la clasificación de los instrumentos financieros por categoría es como sigue:

	<u>2023</u> S/000	<u>2022</u> S/000
Activos financieros según estado de situación		
Financiera		
Activos al costo amortizado:		
Efectivo y equivalente de efectivo	520,475	158,946
Cuentas por cobrar comerciales	25,852	26,770
Inversiones financieras a costo amortizado	20,000	372,000
Otras cuentas por cobrar	17,956	6,218
	<u>584,283</u>	<u>563,934</u>
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en resultados	<u>50,989</u>	<u>63,517</u>
Pasivos financieros según estado de situación		
financiera		
Pasivos al costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales	15,814	19,555
Provisión por beneficios a los empleados	13,577	13,527
Provisiones	14,753	12,775
Otras cuentas por pagar (excluye impuestos y anticipos)	4,946	6,206
	<u>49,090</u>	<u>52,063</u>

5.2 Calidad crediticia de los activos financieros -

La calidad crediticia de los activos financieros que no están ni vencidos ni deteriorados puede ser evaluada con referencia a calificaciones de riesgo externas (si existen) o sobre la base de información histórica sobre los índices de incumplimiento de sus contrapartes.

Al 31 de diciembre la calidad de crédito de las contrapartes en las que se mantienen cuentas corrientes y depósitos a plazo deriva de las agencias calificadoras de riesgo autorizadas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP, y son como sigue:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Banco Internacional del Perú - Interbank (A)	500,424	215
BBVA Banco Continental (A+)	13,912	130,371
Banco de Crédito del Perú (A+)	5,190	4,139
Banco Interamericano de Finanzas (A)	854	-
Scotiabank Perú (A+)	44	24,173
Banco de la Nación (A)	35	38
Total (*)	<u>520,459</u>	<u>158,936</u>

(*) La diferencia con el saldo de la cuenta en la Nota 6 corresponde al saldo de efectivo en fondos fijos.

La calidad crediticia de los activos financieros que no estén ni vencidos ni deteriorados puede ser evaluada sobre la base de información histórica sobre los índices de incumplimiento de sus contrapartes:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Cuentas por cobrar comerciales		
Contrapartes sin calificaciones de riesgo externa		
Grupo 1	22,593	23,013
Grupo 2	3,259	3,719
Grupo 3	-	38
Total cuentas por cobrar no deterioradas	<u>25,852</u>	<u>26,770</u>

Otras cuentas por cobrar

Contrapartes sin calificaciones de riesgo externa
Grupo 2 y total cuentas por cobrar no deterioradas

	<u>17,956</u>	<u>6,218</u>
--	---------------	--------------

Grupo 1: Clientes/partes relacionadas nuevas (menos de 6 meses).
Grupo 2: Clientes/partes relacionadas existentes (por más de 6 meses) que no han presentado incumplimientos de pago.
Grupo 3: Clientes/partes relacionadas existentes (por más de 6 meses) que han presentado algunos incumplimientos en el pasado.

6 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Caja	16	10
Cuentas corrientes (a)	215,311	158,936
Depósitos a plazo (b)	305,148	-
	<u>520,475</u>	<u>158,946</u>

- (a) Las cuentas corrientes bancarias se encuentran depositadas en bancos locales en moneda nacional y en moneda extranjera por S/215,000,000 y US\$84,000, las cuales devengan intereses a tasas de mercado (S/133,628,000 y US\$6,646,000, respectivamente al 31 de diciembre 2022).

Durante el 2023 y 2022, los ingresos por intereses de cuentas corrientes ascendieron a S/9,135,000 y S/24,685,000, respectivamente, los cuales se presentan en el rubro de "Ingresos financieros" (Nota 26).

- (b) Los Depósitos a plazo menores a tres meses se encuentran en bancos locales en moneda nacional y en moneda extranjera por S/303,570,000 y US\$425,000, los cuales durante el 2023 generaron intereses ascendientes a S/2,088,000 y se presentan en el rubro de "Ingresos financieros" (Nota 26). Durante el 2022, los depósitos a plazo generaron intereses ascendientes a S/78,000 (Nota 26).

7 INVERSIONES FINANCIERAS

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Inversiones financieras a costo amortizado (a)	20,000	372,000
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en resultados (b)	50,989	63,517
	<u>70,989</u>	<u>435,517</u>

- (a) La Compañía mantiene depósitos a plazo en bancos locales, denominados en moneda nacional por S/20,000,000 (S/372,000,000 en el 2022), los cuales devengan intereses a tasas de mercado. Los depósitos a plazo incluidos en este rubro mantienen vencimientos originales mayores a 90 días.

Durante los años 2023 y 2022, los ingresos por intereses de los depósitos a plazo ascendieron a S/27,872,000 y S/2,712,000, respectivamente, los cuales se presentan en el rubro de "Ingresos financieros" (Nota 26).

Durante 2023 y 2022, los intereses devengados y no cobrados de los depósitos a plazo ascendieron a S/1,470,000 y S/2,688,000, respectivamente, los cuales se presentan en el rubro de "Otras cuentas por cobrar" (Nota 9).

- (b) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, comprende certificados de participación "Fondos Sura Plazo Definido Soles III FMIV por S/50,989,000 y US\$16,627,000 (equivalentes a S/63,517,000), respectivamente.

Durante los años 2023 y 2022, los rendimientos ganados por fondos mutuos ascendieron a S/4,283,000 y S/971,000, respectivamente, los cuales se presentan en el rubro de "Ingresos financieros" (Nota 26).



8 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	2023 S/000	2022 S/000
Energía entregada y no facturada	22,424	22,600
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 27)	3,268	3,722
Cuentas por cobrar a terceros	357	486
	26,049	26,808
Deterioro de cuentas por cobrar comerciales	(197)	(38)
	25,852	26,770

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la energía entregada y no facturada corresponde principalmente a la estimación de ingresos devengados por los consumos de energía y potencia entregados en diciembre y facturados en enero del año siguiente.

Las cuentas por cobrar a terceros están denominadas principalmente en soles, tienen vencimiento corriente, generan intereses y no cuentan con garantías específicas.

Deterioro de cuentas por cobrar comerciales -

La provisión para pérdidas esperadas al 31 de diciembre se determinó de la siguiente manera:

	2023			2022		
	Tasa de pérdida esperada %	Monto bruto en libros S/000	Pérdida esperada S/000	Tasa de pérdida esperada %	Monto bruto en libros S/000	Pérdida esperada S/000
Vigentes	0.05%	25,621	13	0.01%	26,718	3
De 1 a 30 días	16.35%	47	8	8.70%	46	4
De 31 a 60 días	31.50%	270	85	52.00%	5	3
De 61 a 90 días	68.33%	4	3	66.67%	3	2
De 91 a 180 días	70.00%	60	43	62.50%	8	5
De 180 a 360 días	96.00%	23	22	75.00%	-	-
Más de 360 días	96.00%	24	23	75.00%	28	21
		26,049	197		26,808	38

El movimiento de la estimación por deterioro de cuentas por cobrar durante los años 2023 y 2022, se muestra a continuación:

	2023 S/000	2022 S/000
Saldo inicial	38	868
Adiciones (Nota 22)	196	82
Recuperos (Nota 25)	(37)	(912)
Saldo final	197	38

En opinión de la Gerencia, la estimación por deterioro de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 cubre adecuadamente el riesgo de crédito de la Compañía a esas fechas.



9 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Reclamos a la Administración Tributaria (a)	13,303	-
Gobierno Regional de Arequipa (b)	1,636	1,639
Intereses devengados por depósitos a plazo (Nota 7)	1,470	2,688
Penalizaciones por cobrar	910	252
Préstamos al personal	580	564
Otras cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 27)	276	360
Otros menores	1,029	1,998
	<u>19,204</u>	<u>7,501</u>
Estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar	<u>(1,248)</u>	<u>(1,283)</u>
	<u>17,956</u>	<u>6,218</u>
Porción corriente	17,620	5,908
Porción no corriente	336	310
	<u>17,956</u>	<u>6,218</u>

- (a) Corresponde a las solicitudes de devolución del impuesto a la renta de periodos anteriores, incluyendo intereses compensatorios, las cuales fueron cobradas en enero de 2024 (Nota 25).
- (b) Corresponde a la diferencia por cobrar al Gobierno Regional de Arequipa por la factura por desmantelamiento del Puente Chilina por S/961,000 y saldos pendientes en relación con el daño emergente y lucro cesante por S/675,000. A la fecha el saldo se encuentra pendiente de cobro.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía ha registrado una estimación por deterioro relacionada a este saldo por cobrar por S/1,203,000.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, el anticuamiento del saldo de las otras cuentas por cobrar es como sigue:

	<u>2023</u>		<u>2022</u>	
	<u>Deterioradas</u>	<u>No deterioradas</u>	<u>Deterioradas</u>	<u>No deterioradas</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Vigentes	-	17,956	-	6,218
Vencidas más de 360 días	1,248	-	1,283	-
	<u>1,248</u>	<u>17,956</u>	<u>1,283</u>	<u>6,218</u>

El movimiento de la estimación por deterioro de las otras cuentas por cobrar durante los años 2023 y 2022, se muestra a continuación:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Saldo inicial	1,283	1,799
Adiciones (Nota 22)	25	24
Recuperos (Nota 25)	(60)	(540)
Saldo final	<u>1,248</u>	<u>1,283</u>



10 INVENTARIOS

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Combustibles y lubricantes (a)	6,972	7,632
Suministros (b)	5,753	5,566
	12,725	13,198
Menos estimación por desvalorización de existencias	(1,633)	(1,428)
	<u>11,092</u>	<u>11,770</u>

- (a) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, los combustibles y lubricantes se utilizan principalmente para la generación de energía en las Centrales Térmicas de Chilina y Mollendo.
- (b) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, corresponde principalmente a adquisiciones de suministros diversos tales como materiales eléctricos y accesorios, herramientas, filtros, entre otros, que la Compañía mantiene en sus almacenes y que serán destinados al mantenimiento de sus centrales de generación eléctrica y serán consumidos en el período corriente.

El movimiento de la provisión por desvalorización de existencias es como sigue:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Saldo inicial	1,428	1,553
Adiciones (Nota 20)	414	1,600
Reclasificaciones a propiedades, planta y equipo	(190)	(1,678)
Recuperos	(19)	(47)
Saldo final	<u>1,633</u>	<u>1,428</u>

11 ACTIVO POR DERECHO DE OPCIÓN

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía mantiene un saldo de S/22,844,000 y S/25,517,000, respectivamente, como activo por derecho de opción, el cual corresponde a los desembolsos efectuados por la Compañía a las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A. y Enel Distribución S.A. en virtud de las adendas de los Contratos de Suministro de Electricidad (en aplicación del D.S.N°022-2018-EM) que extiende los plazos de los contratos hasta el año 2030 y adiciona una nueva potencia contratada que se activará desde el año 2024 hasta el año 2030.

El movimiento del activo por derecho de opción durante los años 2023 y 2022 se muestra a continuación:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Saldo inicial	25,517	28,062
Aplicación con efecto en resultados del ejercicio (Nota 19)	(2,673)	(2,545)
Saldo final	<u>22,844</u>	<u>25,517</u>

De acuerdo con la NIIF 15 "Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes"; la suscripción de las adendas se contabiliza como una modificación del contrato, cuyos efectos se aplicarán prospectivamente durante la vigencia del contrato en función a la estimación de los ingresos que se esperan obtener cada año. Durante el 2023 y 2022, el efecto de la aplicación de los ingresos originó una disminución por S/2,673,000 y S/2,545,000, respectivamente, (Nota 19).



12 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

	Terrenos S/000	Edificios y otras construcciones S/000	Maquinaria y equipo S/000	Unidades de Transporte S/000	Muebles y enseres S/000	Equipo de cómputo S/000	Equipos diversos S/000	Unidades de reemplazo S/000	Anticipos otorgados S/000	Obras en curso y unidades por recibir S/000	Total S/000
Costo											
Saldos al 1 de enero de 2022	6,426	406,960	732,424	2,045	2,184	12,137	35,665	37,302	2,709	18,875	1,256,727
Adiciones (b)	-	-	-	-	-	-	703	6,917	-	5,413	13,033
Retiros (d)	-	-	(563)	-	-	(10)	-	(790)	-	(297)	(1,660)
Transferencias y reclasificaciones	-	(52)	11,880	-	60	-	1,417	(9,916)	(2,323)	(1,066)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2022	6,426	406,908	743,741	2,045	2,244	12,127	37,785	33,513	386	22,925	1,268,100
Adiciones (b)	784	221	897	-	-	-	1,235	2,226	-	4,654	10,017
Retiros (d)	-	-	(2,641)	-	-	(5,268)	(3,180)	-	-	(119)	(11,208)
Transferencias	-	3,794	7,550	-	-	8	886	(808)	-	(11,430)	-
Reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	220	(386)	386	220
Saldos al 31 de diciembre de 2023	7,210	410,923	749,547	2,045	2,244	6,867	36,726	35,151	-	16,416	1,267,129
Depreciación y deterioro acumulado											
Saldos al 1 de enero de 2022	1,227	152,434	636,416	2,028	1,577	12,087	31,093	14,162	-	-	851,024
Adiciones (e)	-	5,743	11,458	11	115	64	1,333	2,244	-	-	20,968
Provisión por deterioro (e)	-	1,237	253	-	-	-	-	-	-	-	1,490
Retiros (d)	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	(10)
Transferencias	(814)	600	424	-	(3)	(63)	70	(214)	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	1,678	-	-	1,678
Saldos al 31 de diciembre de 2022	413	160,014	648,551	2,039	1,689	12,078	32,496	17,870	-	-	875,150
Adiciones (e)	-	5,479	9,890	6	116	46	1,299	347	-	-	17,183
Provisión por deterioro (e)	-	44	-	-	-	-	-	190	-	-	234
Retiros (d)	-	(250)	(857)	-	-	(5,268)	(3,030)	-	-	-	(9,405)
Transferencias	-	-	7	-	-	-	9	(16)	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2023	413	165,287	657,591	2,045	1,805	6,856	30,774	18,391	-	-	883,162
Valor neto al 31 de diciembre de 2022	6,013	246,894	95,190	6	555	49	5,289	15,643	386	22,925	392,950
Valor neto al 31 de diciembre de 2023	6,797	245,636	91,956	-	439	11	5,952	16,760	-	16,416	383,967



- (b) Las adiciones del año 2023 comprenden principalmente la adquisición de Rodetes e Inyectores por S/842,000, adquisición de repuestos importantes por S/502,000, medidores electrónicos por S/322,000 y equipos diversos por S/1,646,000. Asimismo, las obras en curso comprenden principalmente las adiciones del proyecto de Rehabilitación Cabina Teleférico por S/1,727,000 y el proyecto Charcani VII por S/993,000, entre otros.

Las adiciones del año 2022 comprenden principalmente la adquisición de Rodete Francis para la Central Hidroeléctrica Charcani IV por S/2,427,000 e inyector para Turbina de la Central Hidroeléctrica Charcani V por S/2,691,000. Asimismo, las obras en curso comprenden principalmente las adiciones del Proyecto Hidroeléctrico Charcani VII por S/1,113,000 y el mantenimiento mayor de los generadores de la Central Hidroeléctrica Charcani V por S/4,521,000, entre otros.

- (c) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, las propiedades, planta y equipos incluyen activos por derecho de uso por S/1,033,000 y S/643,000, respectivamente, los mismos que corresponden al arrendamiento de vehículos y equipos de cómputo.
- (d) En 2023, el retiro de activos comprende principalmente la disposición final de activos totalmente depreciados como equipos de cómputo y equipos diversos por S/5,268,000 y S/2,655,000; respectivamente. Asimismo, incluye la actualización y regularización de la provisión por desmantelamiento de maquinaria y equipo de las centrales hidroeléctricas y térmicas por un costo y depreciación acumulada de S/2,630,000 y S/846,000; respectivamente (Nota 15).

En 2022, el retiro de activos comprende principalmente el consumo de repuestos clasificados como unidades de reemplazo por S/790,000, el cual se registra en el rubro "Costo del servicio de energía" (Nota 20), y la actualización de la provisión por desmantelamiento de maquinaria y equipo de las centrales hidroeléctricas y térmicas por S/563,000 (Nota 15).

- (e) La depreciación y provisión por deterioro ha sido distribuida de la siguiente forma:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Costo del servicio de energía (Nota 20)	16,507	21,047
Gastos de administración (Nota 22)	678	1,216
Gasto de ventas (Nota 21)	232	195
	<u>17,417</u>	<u>22,458</u>



- (f) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, este rubro se encuentra conformado principalmente por las siguientes obras en curso:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Proyecto Hidroeléctrico Charcani VII (i)	12,441	11,447
Overhaul de Generadores Charcani V SUP (ii)	-	6,064
Acondicionamiento Túnel Trasvase Pillones (iii)	-	3,324
Rehabilitación Cabina Teleférico (iv)	1,727	-
Otros menores	2,248	2,090
	<u>16,416</u>	<u>22,925</u>

- (i) Corresponde a los estudios de factibilidad y perfil de la "Central Hidroeléctrica Charcani VII y Sistema de interconexión al SEIN", cuyo proyecto ha sido aprobado en Sesión de Directorio y Junta General de Accionistas de la Compañía y se encuentra en etapa de desarrollo desde julio de 2014. El proyecto tiene como objetivo incrementar la generación de energía eléctrica en el sur del país para atender la demanda del SEIN. Asimismo, este proyecto reemplazará en el 2027 a las Centrales Hidroeléctricas Charcani I, Charcani II y Charcani III. La Gerencia a cargo del Proyecto Hidroeléctrico Charcani VII estima que su inicio de operaciones será a partir del último trimestre del año 2027. Al respecto, es importante señalar que esta fecha está sujeta al plazo de Establecimiento de Imposición de Servidumbres a cargo de la Dirección General de Electricidad del MINEM, así como también, a la aprobación del Plan Específico Parque Las Rocas por parte de la Municipalidad Provincial de Arequipa; y, a la obtención de las licencias y/o autorizaciones de edificación de las municipalidades distritales de Alto Selva Alegre y Cayma según documento GG/PC- 0002/ 2024-EGASA.
- (ii) Corresponde al mantenimiento mayor de los generadores de la Central Hidroeléctrica Charcani V, el cual se inició en el año 2021 y culminó en noviembre del 2023, fecha en que se capitalizó.
- (iii) Corresponde al reacondicionamiento del canal del lecho del río en la zona de descarga del Túnel de Trasvase hacia la Presa Pillones. Al 31 de diciembre de 2023, la obra se encuentra concluida y con los permisos correspondientes.
- (iv) Corresponde al proyecto de Recuperación del Teleférico de la central Hidroeléctrica Charcani V en el Distrito de Cayma, el cual la Gerencia estima culminar el proyecto en el 2024.
- (g) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía ha contratado pólizas de seguros Multiriesgo para la cobertura de todo riesgo de daño físico y lucro cesante, de sus propiedades de inversión y propiedades, planta y equipo, hasta por un valor de US\$537,000,000 (US\$539,000,000 al 31 de diciembre de 2022). En opinión de la Gerencia, la cobertura de sus pólizas de seguros es consistente con la práctica del sector y cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por siniestros, considerando el tipo de activos que posee la Compañía.
- (h) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Gerencia de la Compañía efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus propiedades, planta y equipos, y no ha identificado indicios de deterioro en dichos activos por lo que en su opinión los valores en libros de los mismos son recuperables con las utilidades futuras que genere la Compañía. A pesar de no identificar indicios de deterioro, la Gerencia de la Compañía tiene como política interna efectuar la prueba de deterioro del valor de sus activos.



En 2023, el importe recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo excede a su importe en libros; no obstante la Compañía efectuó una provisión por deterioro específica de los edificios y otras construcciones y repuestos de la C.T. Pisco por S/234,000. En 2022, la Compañía reconoció una provisión por deterioro de las centrales hidroeléctricas Charcani I, II y III por S/1,490,000.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía mantiene una provisión por deterioro del valor de sus activos por S/9,675,000 y S/9,441,000; respectivamente, la cual ha sido asignada principalmente a las Centrales hidroeléctricas Charcani I, II y III, y a la C.T. Pisco.

13 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Facturas por pagar a terceros (a)	15,208	18,860
Cuentas por pagar a partes relacionadas (Nota 27)	606	695
	<u>15,814</u>	<u>19,555</u>

- (a) Corresponden principalmente a obligaciones con proveedores por la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de las operaciones de la Compañía. Estas cuentas por pagar tienen vencimiento corriente, no generan intereses y no mantienen garantías específicas.

14 OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Impuesto general a las ventas (a)	3,107	12,935
Depósitos en garantía (b)	1,570	992
Pasivos por arrendamiento (c)	1,313	703
Tributos y aportes por pagar	943	582
Provisión de obra en curso túnel Trasvase Pillones SMCV	-	527
Pasivo por adquisición rodetes	-	2,427
Otros menores	2,063	1,557
	<u>8,996</u>	<u>19,723</u>
Porción corriente	8,067	19,354
Porción no corriente	929	369
	<u>8,996</u>	<u>19,723</u>



- (a) Al 31 de diciembre de 2023, incluye el impuesto general a la venta correspondiente al mes de diciembre 2023. Al 31 de diciembre de 2022, incluye principalmente el importe de S/10,963,000 correspondiente al IGV por pagar por concepto de las notas de crédito emitidas por Contugas S.A.C.
- (b) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, corresponde al cobro que realiza la Compañía a sus proveedores en garantía de fiel cumplimiento de sus obligaciones contraídas y que serán devueltas cuando finalice el servicio o se entregue el bien.
- (c) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, corresponde a los saldos por pagar relacionados a los contratos por arrendamiento suscritos por la Compañía cuyos activos por derecho de uso se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo (Nota 12-c).

15 PROVISIONES

Al 31 de diciembre, este rubro comprende:

	2023 S/000	2022 S/000
Provisión por desmantelamiento (a) y (b)	8,479	10,038
Provisión para contingencias:		
Resoluciones de determinación y multa por el impuesto a las ganancias de los años 2009 y 2018	5,776	2,324
Provisión para contingencias y multas diversas	160	50
Otras provisiones	338	363
	6,274	2,737
	14,753	12,775
Porción corriente	6,274	2,737
Porción no corriente	8,479	10,038
	14,753	12,775

En opinión de la Gerencia, las provisiones reconocidas representan la mejor estimación para cubrir la obligación en el periodo corriente y periodo no corriente.

(a) El movimiento de las provisiones, es como sigue:

	Provisión por desmantelamiento (b) S/000	Provisión por contingencias S/000	Total S/000
Saldos al 1 de enero de 2022	10,319	2,663	12,982
Adiciones (Nota 20, 21 y 22)	-	74	74
Actualización de la provisión por desmantelamiento (*)	(563)	-	(563)
Gasto financiero	282	-	282
Saldos al 31 de diciembre de 2022	10,038	2,737	12,775
Adiciones (Nota 20, 21 y 22)	-	3,706	3,706
Recuperos	-	(169)	(169)
Actualización de la provisión por desmantelamiento (*)	(1,784)	-	(1,784)
Gastos financieros	225	-	225
Saldos al 31 de diciembre de 2023	8,479	6,274	14,753

(*) Corresponde principalmente a la regularización y actualización de la tasa de descuento de la provisión de desmantelamiento de las centrales hidroeléctricas y térmicas (Nota 12-d).

(b) Comprende la provisión por desmantelamiento de ciertas centrales térmicas y hidroeléctricas, según detalle:

	2023 S/000	2022 S/000
Central Térmica Pisco	3,533	3,418
Central Térmica Mollendo	1,042	2,745
Central Hidroeléctrica Charcani I	1,612	1,599
Central Hidroeléctrica Charcani II	1,111	1,103
Central Hidroeléctrica Charcani III	1,181	1,173
	8,479	10,038



16 PASIVO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

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

	Al 1 de enero de 2022	(Gasto)/ Ingreso	Al 31 de diciembre de 2022	(Gasto)/ Ingreso	Al 31 de diciembre de 2023
	S/000	S/000	S/000	S/000	S/000
Activo diferido					
Provisión por desmantelamiento	3,044	(83)	2,961	(460)	2,501
Provisión por desvalorización de Inventarios	1,348	458	1,806	116	1,922
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	1,065	332	1,397	-	1,397
Activos intangibles	500	(3)	497	7	504
Bono por Convenio de Gestión y otros	-	59	59	304	363
Provisión de quinquenios	363	80	443	(97)	346
Honorarios de servicios	184	15	199	47	246
Provisión por vacaciones	136	6	142	(12)	130
Derechos de opción	529	(228)	301	(190)	111
Participación utilidades no pagadas	18	-	18	66	84
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	54	(43)	11	44	55
Provision Sistema Fotovoltaico	-	-	-	52	52
Provisión para contingencias	43	(27)	16	32	48
Provisión por cierre de pliego	-	294	294	(294)	-
Estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar	160	(152)	8	(8)	-
Provisiones de seguros devengado sin comprobante	-	-	-	6	6
	<u>7,444</u>	<u>708</u>	<u>8,152</u>	<u>(387)</u>	<u>7,765</u>
Pasivo diferido					
Diferencias de bases en tasas de depreciación	(40,785)	831	(39,954)	412	(39,542)
Diferencia en cambio	(155)	71	(84)	81	(3)
	<u>(40,940)</u>	<u>902</u>	<u>(40,038)</u>	<u>493</u>	<u>(39,545)</u>
Total Pasivo diferido, neto	<u>(33,496)</u>	<u>1,610</u>	<u>(31,886)</u>	<u>106</u>	<u>(31,780)</u>



- (b) A continuación, se presenta la conciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias para los años 2023 y 2022:

	<u>2023</u>		<u>2022</u>	
	S/000	%	S/000	%
Utilidad antes de impuestos a las				
Ganancias	191,586	100.00	182,056	100.00
Impuesto teórico	(56,518)	(29.50)	(53,706)	(29.50)
Diferencias permanentes	(312)	(0.16)	(760)	(0.42)
Ajuste de años anteriores	470	0.24	(58)	(0.03)
Gasto por impuesto a las ganancias	<u>(56,360)</u>	<u>(29.42)</u>	<u>(54,524)</u>	<u>(29.95)</u>

- (c) El pasivo por impuesto a las ganancias corriente al 31 de diciembre de 2023 y de 2022 está conformado de la siguiente manera:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	S/000	S/000
Gasto por impuesto a las ganancias corriente	56,466	56,133
Ajuste de años anteriores	470	(58)
Provisión por aplicación de CINIIF 23 (Nota 29)	6,803	6,441
Pagos a cuenta del impuesto a las ganancias	<u>(51,735)</u>	<u>(39,987)</u>
	<u>12,004</u>	<u>22,529</u>

17 PROVISIÓN POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	S/000	S/000
Participación a los trabajadores por pagar (b)	10,389	10,043
Bonificación por quinquenio (c)	1,217	1,541
Bono convenio de gestión (d)	1,132	1,062
Remuneraciones y vacaciones por pagar	605	644
Otras provisiones	234	237
	<u>13,577</u>	<u>13,527</u>
Porción corriente	12,475	12,192
Porción no corriente (c)	1,102	1,335
	<u>13,577</u>	<u>13,527</u>

- (b) De acuerdo con la legislación peruana, la Compañía tiene que pagar participación en utilidades a los trabajadores determinada por el 5 por ciento de la renta imponible anual. Las distribuciones a los empleados bajo este plan están basadas en un 50 por ciento en el número de días que cada empleado ha trabajado durante el año y un 50 por ciento en proporción a los niveles de salario anual.



- (c) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, corresponde a la bonificación por quinquenios proyectados por pagar al personal (empleados y obreros), quienes aún no han cumplido con el periodo de cada 5 años requerido para obtener el derecho a recibir dicha bonificación.

A continuación, se presenta el movimiento por los quinquenios:

	Al 1 de enero de 2023 S/000	Resultados S/000	Pagos S/000	Otros S/000	Al 31 de diciembre de 2023 S/000
Corto plazo	206	(81)	(243)	233	115
Largo plazo	1,335	-	-	(233)	1,102
	<u>1,541</u>	<u>(81)</u>	<u>(243)</u>	<u>-</u>	<u>1,217</u>
	Al 1 de enero de 2022 S/000	Resultados S/000	Pagos S/000	Otros S/000	Al 31 de diciembre de 2022 S/000
Corto plazo	68	390	(100)	(152)	206
Largo plazo	1,183	-	-	152	1,335
	<u>1,251</u>	<u>390</u>	<u>(100)</u>	<u>-</u>	<u>1,541</u>

- (d) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, corresponde al registro de la Bonificación por Convenio de Gestión que se entrega a todo el personal de la Compañía. Para tal efecto, la Compañía ha estimado la bonificación considerando el nivel de cumplimiento de los indicadores que forman parte del Convenio de Gestión suscrito con FONAFE. La bonificación por Convenio de Gestión y el pago del mismo, debe estar supeditado a la conformidad y aprobación del otorgamiento del bono por cuenta del Directorio de la Compañía.

18 PATRIMONIO

- (a) Capital emitido -

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, el capital emitido está representado por 772,213,402 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas, cuyo valor nominal es de S/1.00 por acción, y su único accionista es el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

- (b) Reserva Legal -

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

En Junta General de Accionistas celebrada el 31 de marzo del 2023 se acordó asignar una reserva legal por S/12,753,000 de las utilidades netas del ejercicio 2022.

En Junta General de Accionistas celebrada el 28 de marzo del 2022 se acordó asignar una reserva legal por S/7,359,000 de las utilidades netas del ejercicio 2021.



(c) Distribución de dividendos -

En Junta General de Accionistas celebrada el 31 de marzo del 2023, la Compañía acordó distribuir dividendos a favor de FONAFE por S/114,779,000, los cuales fueron pagados íntegramente en abril de 2023.

En Junta General de Accionistas celebrada el 28 de marzo del 2022, la Compañía acordó distribuir dividendos a favor de FONAFE por S/66,231,000, los cuales fueron pagada íntegramente en abril de 2022.

19 INGRESOS POR SERVICIOS DE ENERGÍA

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Venta de energía	249,922	234,329
Peaje de transmisión (a)	53,442	58,865
Prestación de servicios de energía	<u>3,032</u>	<u>2,525</u>
	306,396	295,719
Peaje de transmisión (a)	(53,442)	(58,865)
Efecto de aplicación de activo por derechos de opción (Nota 11)	<u>(2,673)</u>	<u>(2,545)</u>
	<u>250,281</u>	<u>234,309</u>

- (a) Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, los ingresos por peaje de transmisión corresponden al cobro a los clientes libres y regulados en la facturación por el uso de las instalaciones de las empresas de transmisión, y en aplicación de la NIIF 15 se reclasifica al costo del servicio de energía (Nota 20).

20 COSTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Peaje de transmisión	54,711	60,095
Energía, potencia, conexión y otros	27,965	12,995
Depreciación (Nota 12)	16,507	21,047
Gastos de personal (Nota 23)	11,588	11,917
Servicios prestados por terceros (Nota 24)	9,088	7,845
Tributos	5,841	6,363
Cargas diversas de gestión	3,883	3,492
Consumo de lubricantes y combustibles	2,894	4,971
Provisión para contingencias (Nota 15)	2,670	-
Desvalorización de inventarios (Nota 10)	414	1,600
Consumo de unidades de reemplazo (Nota 12)	-	790
Otros menores	<u>1,135</u>	<u>445</u>
	136,696	131,560
Peaje de transmisión (Nota 19-a)	<u>(53,442)</u>	<u>(58,865)</u>
	<u>83,254</u>	<u>72,695</u>



21 GASTOS DE VENTAS

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2023 S/000	2022 S/000
Gastos de personal (Nota 23)	3,200	3,412
Servicios prestados por terceros (Nota 24)	1,193	366
Tributos	588	546
Provisión para contingencias (Nota 15)	518	-
Depreciación (Nota 12)	232	195
Amortización de intangibles	98	74
Consumo de suministros de oficina	42	46
Cargas diversas de gestión	24	22
Otros menores	72	20
	<u>5,967</u>	<u>4,681</u>

22 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	2023 S/000	2022 S/000
Gastos de personal (Nota 23)	9,963	11,175
Servicios prestados por terceros (Nota 24)	6,464	7,887
Depreciación (Nota 12)	678	1,216
Tributos	561	534
Provisión para contingencias (Nota 15)	518	74
Consumo de suministros	399	300
Amortización de intangibles	255	256
Cargas diversas de gestión	253	181
Deterioro de cuentas por cobrar comerciales (Nota 8)	196	82
Deterioro de otras cuentas por cobrar (Nota 9)	25	24
Otros menores	234	42
	<u>19,546</u>	<u>21,771</u>



23 GASTOS DE PERSONAL

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

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Participación de los trabajadores en utilidades	10,158	10,004
Remuneraciones	5,811	6,246
Aportaciones sociales	1,923	2,058
Gratificaciones	1,153	1,223
Bonificaciones	1,112	1,389
Bono convenio de gestión	1,088	997
Compensación por tiempo de servicios	692	718
Vacaciones	661	708
Incentivo por retiro voluntario	-	610
Otros menores	2,153	2,551
	<u>24,751</u>	<u>26,504</u>

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

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Costo de servicio de energía (Nota 20)	11,588	11,917
Gastos de ventas (Nota 21)	3,200	3,412
Gastos de administración (Nota 22)	9,963	11,175
	<u>24,751</u>	<u>26,504</u>

24 SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS

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

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Asesorías y consultorías	3,552	3,090
Mantenimiento y reparaciones	3,188	3,687
Servicios de vigilancia	2,025	1,944
Servicios públicos	1,440	1,458
Licencias	1,438	1,291
Responsabilidad social y monitoreo	869	912
Servicios de transporte	685	855
Servicios de representación y movilidades	565	332
Otros menores	2,983	2,528
	<u>16,745</u>	<u>16,097</u>



(b) Los gastos de servicios prestados por terceros se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Costo de servicio de energía (Nota 20)	9,088	7,845
Gastos de administración (Nota 22)	6,464	7,887
Gastos de ventas (Nota 21)	1,193	366
	<u>16,745</u>	<u>16,098</u>

25 OTROS INGRESOS Y GASTOS OPERACIONALES

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Otros ingresos		
Reclamos a la Administración Tributaria (a)	10,337	-
Penalizaciones por incumplimiento contractual	1,618	-
Devolución de aportes de OSINERGMIN	606	1,154
Cancelación del pasivo por arbitraje con Sociedad Minera Cerro Verde	602	1,085
Intereses compensatorios y moratorios del laudo arbitral con Contugas S.A.C.	-	3,870
Ejecución de cartas fianzas a proveedores	-	762
Recupero por estimación de otras cuentas por cobrar (Nota 9)	60	540
Recupero por estimación de cuentas por cobrar comerciales (Nota 8)	37	912
Otros menores	<u>2,320</u>	<u>1,805</u>
	<u>15,580</u>	<u>10,128</u>
Otros gastos		
Contingencia de cobranza coactiva con la Administración Tributaria (Nota 29-a)	6,784	-
Autoridad autónoma de Majes	518	607
Diferencial por el Laudo Arbitral con Contugas S.A.C.	-	1,536
Actualización de la provisión por CINIIF 23	362	-
Otros menores	<u>164</u>	<u>664</u>
	<u>7,828</u>	<u>2,807</u>



(a) Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía registró devoluciones por impuesto a la renta equivalentes a S/13,303,000 (Nota 9), de las cuales S/2,966,000 corresponden a impuesto a la renta y S/10,337,000 al interés generado por estas devoluciones según las resoluciones de intendencia emitidas en el periodo 2023. El ingreso por impuesto a la renta se presenta neto del gasto por impuesto a la renta acotado por la Administración Tributaria mediante resolución de ejecución coactiva No.051-006-0072552 por S/2,496,000 (Nota 29-a).

26 INGRESOS FINANCIEROS

A continuación, se presenta la composición del rubro:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Intereses sobre depósitos a plazo (Notas 6 y 7)	29,960	2,790
Ingresos por intereses de cuentas corrientes (Nota 6)	9,135	24,685
Intereses ganados por fondos mutuos (Nota 7)	4,283	971
Intereses compensatorios por retrasos de cobranza	201	115
Otros menores	341	16
	<u>43,920</u>	<u>28,577</u>

27 SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

(b) La Compañía considera como entidades relacionadas a aquellas empresas que son miembros del mismo grupo económico; es decir, que sea subsidiaria, directa o indirectamente, de FONAFE. Las principales transacciones con partes relacionadas durante los años 2023 y 2022 fueron las siguientes:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Ingreso por venta de energía y potencia		
Electro Oriente S.A.	9,336	9,104
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – SEAL	8,851	8,403
Electro Sur Este S.A.A.	6,678	6,010
Electrosur S.A.	6,333	6,081
Electro Puno S.A.A.	5,074	4,790
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S. A.	3,553	4,211
Otros menores	158	117
Compras de energía y potencia		
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S. A. – SEAL	2,526	3,061
Electro Sur Este S. A. A	11	13
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S. A.	330	133
Empresa de Generación Eléctrica San Gaban S. A.	307	202
Electrosur S.A.	101	81
Empresa de Electricidad del Perú S. A. - Electroperú S.A.	391	454
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S. A.	157	127
Otros menores	2	6



- (c) Como consecuencia de éstas y otras transacciones menores, al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía mantiene los siguientes saldos con sus partes relacionadas:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
	<u>S/000</u>	<u>S/000</u>
Cuentas por cobrar relacionadas (Nota 8)		
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. - SEAL	841	870
Electro Oriente S. A.	744	890
Electrosur S.A.	556	580
Electro Sur Este S.A.A.	541	637
Electro Puno S.A.A.	423	458
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S. A.	144	269
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	18	-
Otros menores	1	18
	<u>3,268</u>	<u>3,722</u>
Otras cuentas por cobrar relacionadas (Nota 9)		
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	246	253
Electro Oriente S.A.	21	21
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. - SEAL	6	9
Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE	-	74
Otros menores	3	3
	<u>276</u>	<u>360</u>
Cuentas por pagar comerciales relacionadas (Nota 13)		
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. - SEAL	475	574
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	47	17
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S.A.	30	61
Electrosur S.A.	21	17
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	21	10
Electronoroeste S.A.	-	1
Otros menores	12	15
	<u>606</u>	<u>695</u>

- (d) Las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se originan por las ventas y compras de energía eléctrica realizada por la Compañía, son considerados de vencimiento corriente, no devengan intereses y no cuentan con garantías específicas.
- (e) Remuneraciones al Directorio y miembros de la Gerencia Clave -
Los gastos por participaciones, remuneraciones, y otros conceptos otorgados a los miembros del Directorio por los años terminados al 2023 y de 2022 ascendió a S/374,000 y S/373,000, respectivamente, y a la Gerencia Clave de la Compañía por los años 2023 y de 2022 ascendió a S/2,252,076 y S/2,221,801, respectivamente, los cuales se encuentran incluidos en el rubro "Gastos de administración" del estado de resultados integrales.



- (f) La Compañía efectúa sus operaciones con empresas relacionadas bajo las mismas condiciones que las efectuadas con terceros, por consiguiente, no hay diferencia en las políticas de precios ni en la base de liquidación de impuestos; con relación a las formas de pago, los mismos no difieren con políticas otorgadas a terceros.

28 SITUACIÓN TRIBUTARIA

(a) Marco regulatorio:

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2023 no se han presentado cambios significativos al régimen de Impuesto a la Renta en el Perú, que tuvieran efectos en estos estados financieros. Las normas e interpretaciones vigentes al 31 de diciembre de 2023 han sido consideradas por la Gerencia en la preparación de los estados financieros.

Para el ejercicio 2023 las principales modificaciones que serán de aplicación son:

- El Decreto Legislativo No.1529, con vigencia desde el 1 de abril de 2022, modifica el T.U.O de la Ley para la Lucha contra la Evasión y para la Formalización de la Economía ("Ley de bancarización"), estableciendo que la obligación de contar con medios de pago comprende aquellas obligaciones que se cumplan mediante el pago de sumas de dinero cuyo importe sea superior a S/2,000 o US\$500. Adicionalmente, establece que se entiende cumplida dicha obligación en el caso de pagos canalizados a través de entidades no domiciliadas en operaciones de comercio exterior, de adquisición de predios y acciones; y, se incorpora la obligación de comunicar de forma previa a la SUNAT cuando el pago se realice a favor de un tercero designado por el acreedor, proveedor del bien y/o prestador del servicio.
- Mediante Decreto Supremo No.319-2023-EF se aprobó el reglamento del procedimiento de atribución de la Condición de Sujeto Sin Capacidad Operativa (SSCO) el cual tiene la finalidad de establecer las normas reglamentarias y complementarias necesarias para la aplicación del Decreto Legislativo No.1532. A partir del 1 de enero de 2023 no será deducible como costo/gasto los comprobantes de pago emitidos por contribuyentes que a la fecha de emisión del comprobante tengan la condición de Sujeto sin capacidad operativa.
- Mediante Decreto Supremo No.320-2023-EF se aprobó el reglamento del Decreto Legislativo N°1535 que regula la calificación de los sujetos que deben cumplir obligaciones administradas y/o recaudadas por la Administración Tributaria, conforme a un perfil de cumplimiento, así como los efectos del mismo.

El perfil de cumplimiento se aplicará, en una primera etapa, a los sujetos que en el período de evaluación generan rentas de tercera categoría, con prescindencia de si están exonerados o no del impuesto a la renta y cualquiera sea el régimen tributario que les corresponda o la tasa del impuesto a la renta que les resulte aplicable.

(b) Años abiertos a revisión fiscal -

Las declaraciones juradas del Impuesto a la Renta correspondiente a los ejercicios 2019 al 2023 así como las declaraciones del Impuesto General a las Ventas por los períodos de diciembre 2019 a diciembre 2023 están pendientes de fiscalización por parte de las autoridades tributarias.

Debido a las posibles interpretaciones que la Administración Tributaria podría dar a las normas legales vigentes, no es posible determinar si de las revisiones que se efectúen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier mayor impuesto o recargo que pudiera surgir de eventuales revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del año en el cual éste sea determinado. En opinión de la Gerencia de la Compañía, cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no tendría efectos significativos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2023 y de 2022.



En la Nota 29 se presentan los procesos tributarios abiertos de la Compañía.

(c) Precios de transferencia -

Para propósitos de la determinación del impuesto a la renta corriente, los precios y los importes de aquellas contraprestaciones que hubieran sido acordadas en transacciones entre partes vinculadas o que sean llevadas a cabo desde, hacia o a través de países o territorios de baja o nula imposición, deberán contar con documentación e información que sustente los métodos y criterios de valuación aplicados en su determinación. La Compañía está exceptuada de realizar el Estudio Técnico de Precios de Transferencia por estar comprendida en el Decreto Legislativo No.1031 - Decreto Legislativo que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado.

- (d) El Impuesto Temporal a los Activos Netos grava a los generadores de ganancias de tercera categoría sujetos al régimen general del Impuesto a la renta. La tasa del impuesto es de 0.4% aplicable al monto de los activos netos que excedan S/1 millón. El monto efectivamente pagado podrá utilizarse como crédito contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a la Renta o contra el pago de regularización del Impuesto a la renta del ejercicio gravable al que corresponda.

29 CONTINGENCIAS

(a) Contingencias tributarias -

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía tiene diversas acotaciones de la Autoridad Tributaria que incluyen el tributo omitido, intereses y multas, las cuales corresponden principalmente a los siguientes conceptos:

- (i) Por el ejercicio 2001, la Compañía ha recibido acotaciones de la Administración Tributaria por el desconocimiento de la depreciación tributaria deducida en el período 2001. El Tribunal Fiscal ordenó a la Autoridad Tributaria que recalcule la depreciación y determine su efecto en la deuda tributaria. En 2023, la Administración tributaria emitió la resolución de ejecución coactiva No.051-006-0072552 por S/9,280,000, la cual incluía impuesto a la renta por S/2,496,000 e intereses moratorios por S/6,784,000 (Nota 25). Con fecha 29 de diciembre de 2023, el Tribunal fiscal resolvió que la Administración Tributaria efectúe la devolución del saldo a favor del periodo 1997, después de compensar con la deuda tributaria determinada para el periodo 2001. El gasto por impuesto a la renta se presenta neto del ingreso por impuesto a la renta devuelto por la Administración Tributaria (Nota 25-a).
- (ii) Por el ejercicio 2009, la Compañía recibió acotaciones del impuesto general a las ventas y del impuesto a la renta por un total de S/3,364,000 relacionadas principalmente con: (i) mermas no sustentadas, (ii) gastos considerados como liberalidad por la condonación de un lucro cesante; (iii) el desconocimiento del saldo a favor por Impuesto a la Renta del ejercicio gravable 2008, (iv) por utilización del crédito fiscal derivado de indemnizaciones y (v) reparo al crédito fiscal por no haber efectuado la detracción sobre el importe total de la operación. A la fecha estas acotaciones se encuentran en apelación en el Tribunal Fiscal. En 2023, la Gerencia de la Compañía ha efectuado una provisión por contingencias relacionadas a este proceso por S/2,578,000 (Nota 15-a).
- (iii) En enero de 2020, la Administración Tributaria emitió una resolución de determinación por la fiscalización parcial del impuesto a la renta del ejercicio 2017 por S/1,965,000, la misma que disminuye el crédito a favor aplicable al periodo 2018. A la fecha, esta resolución ha sido apelada por la Compañía y se encuentra en el Tribunal Fiscal. La Gerencia y sus asesores legales consideran que obtendrá un resultado favorable para la Compañía



- (iv) Al 31 de diciembre de 2023, la Administración tributaria emitió resoluciones de multa y determinación por el importe de S/10,366,000 por la fiscalización parcial del ejercicio 2018. Los conceptos materia de reparo fueron principalmente: i) depreciación aplicada a resultados del ejercicio calculada sobre valor del activo no sustentado y por periodos que exceden la vida útil tributaria de los activos fijos; ii) reparar la depreciación cargada a resultados del ejercicio por considerar que no está contabilizada y iii) el recálculo de los pagos a cuenta del impuesto a la renta del mismo ejercicio. Al respecto, al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía ha reconocido una provisión por contingencias por S/3,198,000 y S/2,324,000, respectivamente. A la fecha estas acotaciones se encuentran en proceso de resolución en el Tribunal Fiscal.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, la Compañía ha reconocido un pasivo por aplicación de la CINIIF 23 "La incertidumbre frente a los tratamientos inciertos del impuesto a las ganancias" por S/6,803,000 y S/6,441,000, respectivamente, relacionado con la diferencia de la depreciación tributaria de los periodos no prescritos (Nota 16-c).

(b) Contingencias legales -

La Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas civiles, laborales y procedimientos administrativos de naturaleza contingente. En opinión de la gerencia y sus asesores legales, estas contingencias han sido consideradas como posibles y, en consecuencia, no han sido reconocidas en los estados financieros:

	<u>2023</u> <u>S/000</u>	<u>2022</u> <u>S/000</u>
Procesos administrativos	1,014	910
Procesos civiles	6,416	6,404
Procesos laborales	1,475	1,491
	<u>8,905</u>	<u>8,805</u>

30 COMPROMISOS

(a) Compromisos con clientes -

La Compañía mantiene suscritos nueve contratos con empresas distribuidoras (mercado regulado) con una potencia mensual contratada de 160.00 MW y 11 contratos con clientes libres con una potencia mensual contratada de 14.35 MW. Asimismo, se tiene dos contratos bilaterales con la empresa de distribución COELVISAC: (Bolsa 1) de 15.0 MW mensuales, contrato vigente desde el 1 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2023 (según Adenda) y COELVISAC (Bolsa 2) de 5.0 MW mensuales, contrato vigente desde el 1 de agosto de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2026.

(b) Compromiso con proveedores -

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía mantiene vigentes cartas fianzas con las siguientes entidades:

<u>Tipo</u>	<u>Proveedores</u>	<u>Moneda</u>	<u>Importe</u> <u>S/000</u>
Ejecución de obras Proyecto Charcani VII	Ministerio de Energía y Minas	S/	1,899



Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantiene vigentes cartas fianzas con las siguientes entidades:

<u>Tipo</u>	<u>Proveedores</u>	<u>Moneda</u>	<u>Importe</u> <u>S/000</u>
Distribución de gas	Contugas S. A. C.	US\$	1,304
Ejecución de obras Proyecto Charcani VII	Ministerio de Energía y Minas	S/	1,899

(c) Ambientales -

Las actividades de la Compañía están sujetas a normas de protección del medio ambiente. En este sentido, tiene que cumplir con la normativa legal establecida por la Ley No.25844 - Ley de Concesiones Eléctricas y por la Ley No.28611 - Ley General del Medio Ambiente, que tienen como objetivo la conservación del medio ambiente y el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, así como también el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas mediante el D.S.No.014-2019-EM-EM emitido por el Ministerio de Energía y Minas.

Al respecto, mediante comunicación No.1041814 del 12 de diciembre de 1995, la Compañía presento a la Dirección General de Asuntos Ambientales y Manejo Ambiental el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (en adelante "PAMA") del Complejo Hidroeléctrico Charcani V, el cual fue aprobada con memorándum No.456-96-EM/DGAA y con el informe No.61-96-EM- DGAA/MG de fecha 13 de agosto de 1996.

De igual manera, mediante memorando No.192-2001-EM/OTERG de fecha 24 de julio de 2001, memorando No.187-2001-EM/OTERG de fecha 19 de julio de 2001 y escrito No.1731092 de fecha 30 de octubre de 2007 la Compañía presentó al Ministerio de Energía y Minas el Estudio de impacto Ambiental correspondiente al Proyecto Presa Pillones, Presa Chalhuanca y Presa Bamputañe respectivamente, los cuales fueron aprobados por las Resoluciones Directorales R.D.No.344-2002-EM/DGAA, R.D.No.343-2003-EM/DGAA, R.D.No.288-2008-MEM/AAE. Asimismo, mediante Comunicación N°1635630 de fecha 15 de setiembre de 2006, la Compañía presentó al Ministerio de Energía y Minas el Estudio de impacto Ambiental correspondiente a la Unidad de Producción de Pisco, el cual fue aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos mediante el Decreto Supremo 029-94-EM y con el informe No.026- 2007 de fecha de 20 de marzo de 2007.

Por último, con fecha 17 de junio de 1997, el Ministerio de Energía y Minas, mediante R.M. No.254-97-EM/VME otorga la Compañía autorización para desarrollar actividades de generación de energía eléctrica (31,7 MW) en las instalaciones de la Central Térmica de Mollendo. Con este documento se obtiene la aprobación automática de Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Para la ampliación de la Central Térmica de Mollendo, con fecha 15 de julio de 1999, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial No.443-99-EM/VME otorgó la Autorización para operar cumpliendo las normas técnicas y de seguridad, preservando el medio ambiente y salvaguardando el patrimonio Cultural de la Nación y con fecha 6 de julio de 1999, la Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA) del Ministerio de Energía y Minas, aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la "Ampliación de la Central Térmica de Mollendo", mediante Memorando No.901-99-EM/DGAA.



Con fecha 17 de setiembre de 2018, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Directoral No.004-2018-MEM/DGAAE, resolvió aprobar el Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado del Proyecto "Instalación de la Central Hidroeléctrica Charcani VII y Sistema de Interconexión al SEIN". La Compañía se encuentra obligada a cumplir con lo estipulado en el Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado, los informes de evaluación, opiniones vinculantes de las entidades opinantes, así como con los compromisos asumidos.

El 24 de marzo del 2022 el Ministerio de Energía y Minas aprobó mediante R.D.0032-2022-MINEM/DGAAE el Plan Ambiental Detallado (PAD) para la "Central Térmica Chilina", cuyo Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) fue aprobado mediante R.D.No.127-96-EM/DGE de fecha 13 de agosto de 1996.

En relación al sistema de gestión ambiental, referente a la supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) durante el período 2022 el OEFA llevó a cabo una fiscalización ambiental inopinada a las instalaciones de la Represa Pillones, en la cual se realizó revisiones documentarias e inspección en campo, con el propósito de verificar el cumplimiento de la normativa ambiental y compromisos establecidos en el PAMA y Estudios de Impacto Ambiental aprobados. En todos los casos no se registraron incumplimientos a las normas ambientales en las supervisiones de campo, tal como se encuentra descrito en el acta de supervisión suscrita para la instalación fiscalizada - Acta de Supervisión Expediente 0257-2022-DSEM-CELE presa Pillones.

La Gerencia considera que la Compañía está cumpliendo con la normatividad ambiental vigente, por lo que no se espera contingencias sobre este asunto que pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros y no existen pasivos ambientales no registrados por la Compañía.

31

EVENTOS POSTERIORES

Con fecha 27 de noviembre de 2023, en Junta General de Accionistas se acordó reducir el capital social en la suma de S/300,000,000, bajo la modalidad de devolución de aportes. En tal sentido, el capital social se reducirá de S/772,213,402 a S/472,213,402, representado por 472,213,402 acciones, disgregadas de la siguiente manera: 394,992,061 acciones de la clase "A"; 77,221,339 acciones de clase "B"; y 2 acciones de clase "C"; íntegramente suscritas y totalmente pagadas, con un valor nominal de S/1.00 cada una.

Como consecuencia de lo anterior, la Junta General de Accionistas acordó la modificación del artículo sexto del Estatuto de la Sociedad, consignando la nueva cifra del capital social por S/472,213,402. El 24 de diciembre de 2023 se concluyeron las tres publicaciones de la reducción de capital indicadas en los artículos No.217 y 218 de la Ley General de Sociedades y se inició el computo del plazo de "oposición de acreedores" por 30 días. El 24 de enero de 2024 venció el plazo de oposición de los acreedores sin ninguna comunicación.

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2023 y a la fecha de aprobación de los estados financieros, no han ocurrido otros eventos, en adición a los mencionados previamente, que requieran ajustar las partidas de los estados financieros del 2023 o ser revelados en sus notas.

