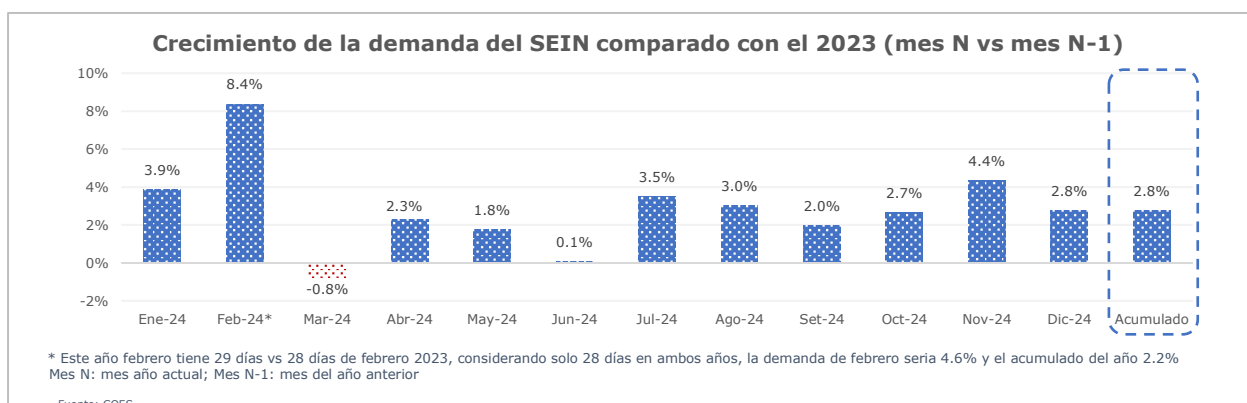


- ✓ En el marco del concurso organizado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada ("PROVERSION"), el 18 de diciembre nos adjudicamos con la buena pro de 3 proyectos de Transmisión Eléctrica² que consisten en el diseño, financiamiento, construcción, operación y su mantenimiento de dichos proyectos.
- ✓ Se mantuvo la clasificación "AAA local" otorgada por Moody's Local PE y Apoyo & Asociados Internacionales. Este reconocimiento ratifica la solidez financiera de la empresa y se sustenta en la diversificación de su capacidad instalada, tanto por ubicación geográfica como por tipo de recursos energético.
- ✓ Por séptimo año consecutivo, mantenemos el liderazgo en el sector energía del ranking MERCOSUR Empresas y nos mantenemos en el Top 100 de las empresas con mejor reputación del Perú, ocupando el puesto 65.
- ✓ Recibimos el Premio Desarrollo Sostenible 2024 otorgado por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía - SNMPE, por el proyecto "Reforestación en Quitaracsa: Sembrando Sueños" que en colaboración con el programa Avanzar Rural, busca mitigar el cambio climático, restaurar ecosistemas degradados y fomentar el desarrollo sostenible mediante la reforestación de 130 hectáreas.
- ✓ Durante 4T24, hemos avanzado en diversas actividades de desarrollo de los proyectos del portafolio. En cuanto a permisos ambientales, hemos logrado la aprobación de la Modificación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para el proyecto Central Expansión Intipampa de 51.7MWac y, a la fecha, ya se ha presentado la solicitud de Concesión Definitiva de Generación para dicha central y la solicitud de modificación de la Concesión Definitiva de Transmisión para ampliar la subestación eléctrica. Adicionalmente, también se ha aprobado la Modificación de la DIA de la Central Solar Hanaqpampa de 300MWac.
- ✓ En 4T24, el EBITDA ascendió a US\$50.9 millones, representando una disminución del 9% respecto del mismo periodo del 2023 (US\$56.0 millones). En el trimestre, el resultado neto ascendió a US\$6.8 millones, representando un aumento respecto del mismo periodo del 2023 (US\$-46.6 millones) debido a eventos no recurrentes del 2023 producto del reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación según aplicación de la NIC 36, sin los eventos no recurrentes la utilidad neta hubiera sido US\$ 8.1 millones.
- ✓ El EBITDA de los últimos 12 meses ascendió a US\$266.2 millones, mayor en 26% respecto del mismo periodo del 2023 (US\$211.7 millones). El resultado neto al 31 de diciembre fue de US\$98.7 millones, mayor respecto al 2023 (US\$6.0 millones), sin los eventos no recurrentes del 2023 la utilidad neta hubiera sido US\$60.8 millones.
- ✓ Durante el cuarto trimestre del 2024, suscribimos 1 nuevo contrato por un total de 28.0 MW con la empresa COELVISAC.

1 INDICADORES DEL SECTOR

La generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "sistema" o "SEIN") en el 4T24 alcanzó 15,320 GWh representando un incremento de 3.3% respecto del mismo periodo del 2023 (14,837 GWh).



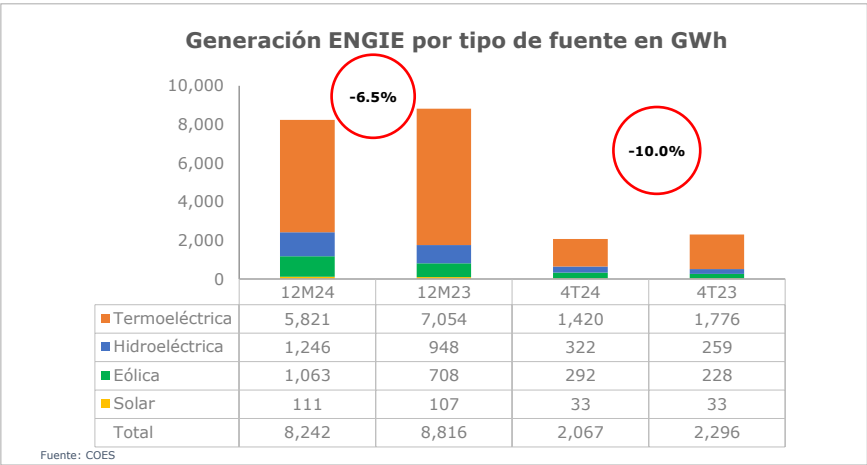
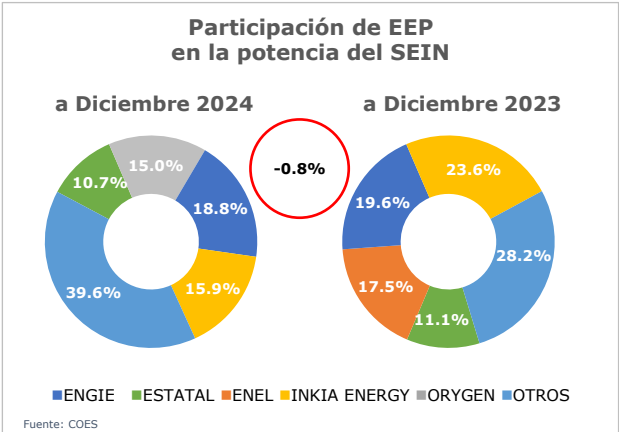
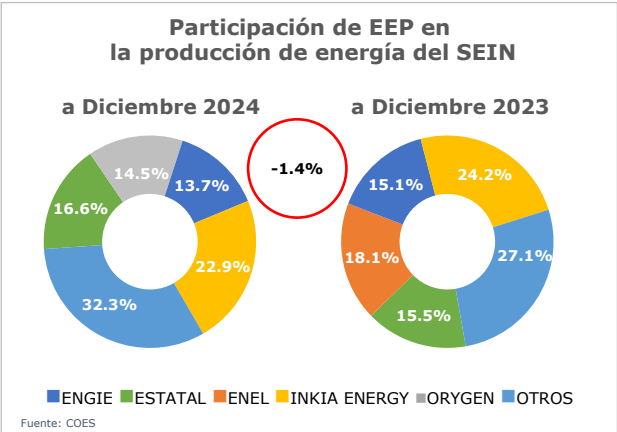
¹ El presente análisis sobre los resultados de las operaciones y situación financiera deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros trimestrales y las notas que los acompañan, los cuales han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

² Proyectos "Enlace 220 kV Aguaytia - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)", "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo" e "Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)".

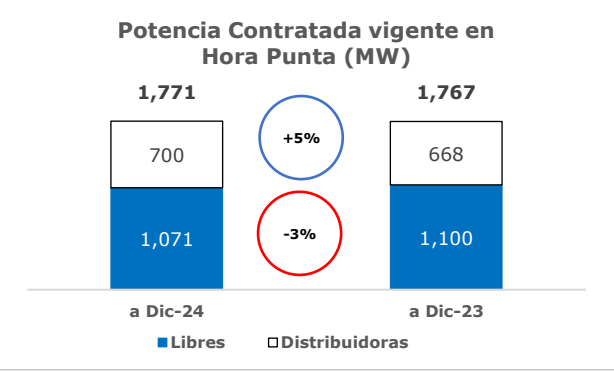
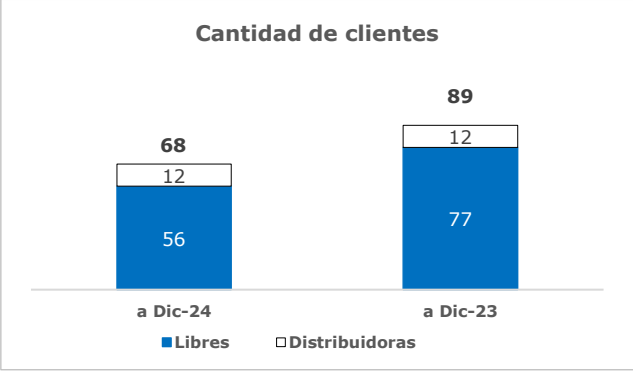
La máxima demanda de potencia en el sistema al 31 de diciembre del 2024 ascendió a 7,794 MW (en noviembre), en tanto que la mínima demanda del sistema fue de 7,347 MW (en junio), representando un aumento de 2.5% y un aumento del 0.9% respectivamente respecto del mismo periodo del 2023 (7,606 MW en abril y 7,280 MW en julio).

La participación de ENGIE Energía Perú (en adelante “EEP” o la “Compañía”) al 31 de diciembre del 2024 en el sistema fue de 13.7% en generación y 18.8% en potencia efectiva (15.1% y 19.6%, respectivamente durante el mismo periodo del 2023).

La producción de energía de EEP, al 31 de diciembre del 2024, ascendió a 8,242 GWh, representando una disminución de 6.5% respecto del mismo periodo del año anterior (8,816 GWh) debido principalmente a una menor generación térmica (mayor hidrología en el sistema) compensado parcialmente por mayor generación eólica, por la generación de la C.E. Punta Lomitas y su expansión, e hidroeléctrica, por el retorno al 100% de la C.H. Quitaracsa.



Al 31 de diciembre del 2024, EEP cuenta con 56 clientes libres (27.3% menos con respecto al mismo periodo del 2023 - 77 clientes libres), y 12 empresas distribuidoras. La potencia contratada vigente es de 1,771 MW (0.2% mayor con respecto al mismo periodo del 2023 - 1,767MW).



2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El margen EBITDA del 4T24 (33%) fue menor con respecto al mismo periodo del 2023 (41%) principalmente por reconocimiento de indemnizaciones de seguros del 2023 en el rubro de otros ingresos y gastos (neto).

ESTADO DE RESULTADOS (Miles de dólares estadounidenses)

Rubros	IV Trimestre		Δ	%Δ	A Diciembre		Δ	%Δ
	2024	2023			2024	2023		
Ingreso por ventas netas	155,933	137,587	18,346	13%	720,838	671,803	49,035	7%
Costo de Ventas	(123,413)	(124,002)	589	0%	(542,412)	(560,328)	17,916	-3%
Utilidad Bruta	32,520	13,585	18,935	139%	178,426	111,475	66,951	60%
Margen Bruto (%)	21%	10%			25%	17%		
Gastos de Administración	(11,423)	(8,996)	(2,427)	27%	(30,333)	(25,556)	(4,777)	19%
Otros ingresos y gastos (neto)	(2,378)	(64,395)	62,017	-96%	6,296	(56,280)	62,576	-111%
Utilidad Operativa	18,719	(59,806)	78,525	(131%)	154,389	29,639	124,750	421%
Margen Operativo (%)	12%	-43%			21%	4%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados)	4,761	5,884	(1,123)	-19%	33,933	14,216	19,717	139%
Gastos Financieros	(12,133)	(12,214)	81	-1%	(45,036)	(31,704)	(13,332)	42%
Participación en los resultados de subsidiarias	630	-	630	n.a.	630	-	630	n.a.
Diferencia de cambio neta	(1,128)	2,202	(3,330)	-151%	(1,862)	460	(2,322)	-505%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	10,849	(63,934)	74,783	(117%)	142,054	12,611	128,813	1026%
% de Ventas	7%	-46%			20%	2%		
Impuesto a la Renta	(4,011)	17,309	(21,320)	-123%	(43,391)	(6,611)	(36,780)	556%
Utilidad Neta	6,838	(46,625)	53,463	(115%)	98,663	6,000	92,663	1544%
Margen Neto (%)	4%	-34%			14%	1%		
EBITDA (*)	50,851	55,953	(5,102)	(9%)	266,211	211,654	54,557	26%
Margen EBITDA (%)	33%	41%			37%	32%		

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación y Amortización +/- Venta de activos fijo y Provisiones por deterioro.

La definición de EBITDA está de acuerdo con las políticas de la Compañía y del grupo ENGIE

2.1 UTILIDAD OPERATIVA

La utilidad operativa del 4T24 fue US\$18.7 millones, mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$-59.8 millones; sin los eventos no recurrentes del 2023 la utilidad operativa alcanzó los US\$17.9 millones). Al 31 de diciembre del 2024 la utilidad operativa fue US\$ 154.4 millones, mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$29.6 millones; sin los eventos no recurrentes del 2023 la utilidad operativa alcanzó los US\$107.3 millones). A continuación, se explican los principales eventos que afectaron a la utilidad operativa.

2.1.1 Ventas Netas

Las ventas netas correspondientes del 4T24 fueron US\$155.9 millones, mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$137.6 millones). La variación se debe principalmente a: (i) mayor demanda de clientes y, (ii) mayor precio de los contratos de energía indexados al gas natural, CPI y PPI; compensado parcialmente por menores ventas en el COES por menor generación. Las ventas al 31 de diciembre (US\$720.8 millones) fueron 7% mayores respecto del mismo periodo del 2023 (US\$671.8 millones).

2.1.2 Costo de Ventas

Durante el 4T24, el costo de ventas (US\$123.4 millones) fue menor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$124.0 millones), esta disminución se debe principalmente a: (i) menor costo de combustibles por menor generación, (ii) menores gastos de mantenimiento, compensado parcialmente por el reconocimiento en el incremento de la provisión por desmantelamiento de la planta Ilo21. El costo de ventas al 31 de diciembre del 2024 (US\$542.4 millones) fue 3% menor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$560.3 millones).

2.1.3 Gastos de Administración

Los gastos de administración del 4T24 (US\$11.4 millones) fueron mayores con respecto del mismo periodo del 2023 (US\$9.9 millones) debido principalmente a mayores gastos de gestión. Los gastos administrativos al 31 de diciembre del 2024 (US\$30.3 millones) fueron 19% mayores respecto al mismo periodo del 2023 (US\$25.6 millones).

2.1.4 Otros Ingresos y gastos (netos)

Los otros ingresos y gastos (netos) del 4T24 (US\$2.4 millones gasto) fueron menores respecto del mismo periodo del 2023 (US\$6.4 millones gasto) debido principalmente al evento no recurrente del 2023 (reconocimiento del deterioro en el valor contable de los activos de generación según aplicación de la NIC 36). Este rubro al 31 de diciembre del 2024 (US\$6.3 millones ingreso) fue mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$56.3 millones gasto).

2.2 GASTOS FINANCIEROS (NETO)²

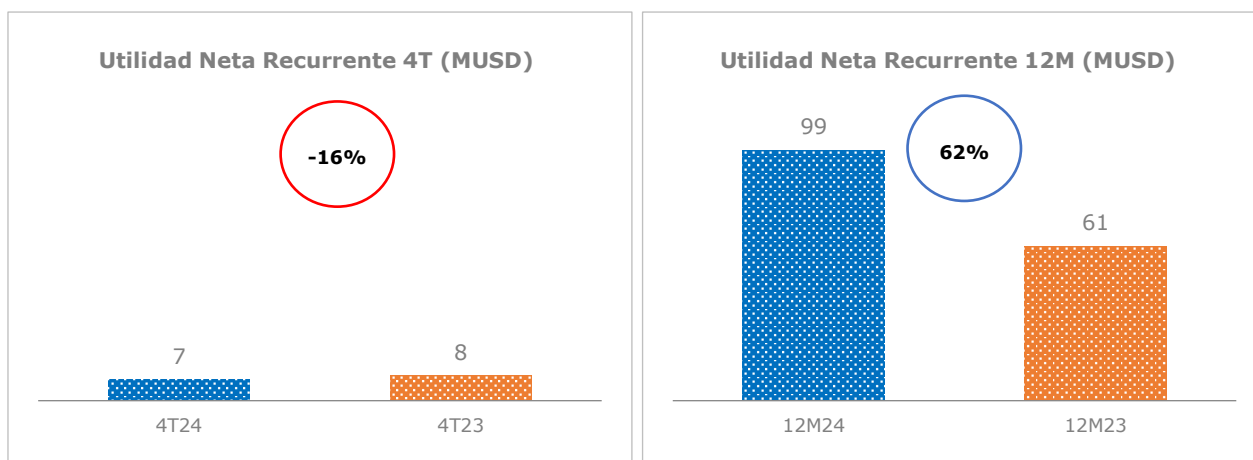
Los gastos financieros (neto) del 4T24 (US\$7.4 millones gasto) fueron mayores respecto del mismo periodo del 2023 (US\$6.3 millones gasto) principalmente a los intereses por el prestamos con el IDB para el financiamiento de la Expansión de la Central Eólica Punta Lomitas, que desde su COD ya no se capitalizan y mayor deuda de corto plazo. Los gastos financieros (neto) al 31 de diciembre del 2024 (US\$11.1 millones gasto) fueron menores respecto del mismo periodo del 2023 (US\$17.5 millones gasto).

2.3 IMPUESTO A LA RENTA

El impuesto a la renta del 4T24 (US\$4.0 millones gasto) fue menor respecto del mismo periodo del año 2023 (US\$17.3 millones ingreso) básicamente por los eventos no recurrentes del 2023; sin estos eventos no recurrentes este rubro hubiera sido (US\$ 5.6 millones gasto). Al 31 de diciembre del 2024 (US\$43.4 millones gasto) fue mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$6.6 millones gasto), sin los eventos no recurrentes del 2023 este rubro hubiera sido (US\$ 29.5 millones gasto).

2.4 UTILIDAD NETA

Como resultado de las explicaciones anteriores, el efecto positivo de la diferencia de cambio neta y la participación en los resultados de subsidiarias, la utilidad neta del 4T24 fue US\$6.8 millones, mayor respecto al mismo periodo del 2023 (US\$-46.6 millones); sin los eventos no recurrentes del 2023 la utilidad neta hubiera sido US\$8.1 millones. Al 31 de diciembre del 2024 (US\$98.7 millones) la utilidad neta fue mayor respecto del mismo periodo del 2023 (US\$6.0 millones); sin los eventos no recurrentes del 2023 la utilidad neta hubiera sido US\$60.8 millones.



² Gastos Financieros (Netos) = Ingresos Financieros - Gastos Financieros

3 SITUACIÓN FINANCIERA

3.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Los principales indicadores económicos son:

Indicador	Por el periodo terminado al 31 de diciembre del	
	2024	2023
Índices de Liquidez		
Prueba Corriente (1)	2.01x	1.92x
Prueba Ácida (2)	1.43x	1.27x
Índices de Solvencia		
Endeudamiento Patrimonial (3)	0.93x	0.97x
Endeudamiento de Largo Plazo (4)	0.52x	0.55x
Índices de Rentabilidad		
Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5)	4.10%	0.26%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6)	7.90%	0.51%
Covenants		
Pasivo Financiero/EBITDA (7)	2.17x	2.77x
Pasivo Financiero neto/EBITDA (8)	1.53x	2.41x

(1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente

(2) Total Activo Corriente – Inventario, Neto - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes

(3) Total Pasivo / Total Patrimonio

(4) Pasivo No Corriente / (Propiedad, Planta y Equipo, Neto + Activos Intangibles)

(5) Utilidad Neta / Total Activo

(6) Utilidad Neta / Total Patrimonio

(7) Pasivo Financiero = Deuda financiera + NIIF 16

(8) Pasivo Financiero neto= Pasivo Financiero – Caja

El ROA y ROE en este periodo es mayor debido a que la utilidad neta del 2023 incluye el evento no recurrente; sin el evento no recurrente del 2023, el ROA sería 2.56% y el ROE sería 4.95%.

Respecto de la evolución de sus cuentas por cobrar, en líneas generales, y en comparación con el mes de diciembre 2023, se produjo una disminución en las cuentas por cobrar vencidas.

Indicador	Diciembre 2024	Setiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Diciembre 2023
Cuentas por Cobrar	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Vigentes y no deterioradas	117,932	159,378	148,369	140,500	143,068
Vencidas	3,358	1,216	3,804	5,262	9,247
Entre 1 a 30 días	2,333	344	1,493	2,485	7,407
Entre 31 a 60 días	111	8	537	77	470
Entre 61 a 90 días	67	29	3	1,527	107
Mas de 91 días	847	835	1,771	1,174	1,263
Total	121,290	160,594	152,173	145,762	152,315

Las compras de propiedad, planta y equipo y obras en curso del 4T24 (US\$ 53.1 millones) fueron menores con respecto a 4T23 (US\$102.7 millones).

Indicador*	Diciembre 2024	Setiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Diciembre 2023
	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Compras de propiedad, planta y equipo (Flujo de inversión)	53,050	24,569	13,295	7,708	102,684

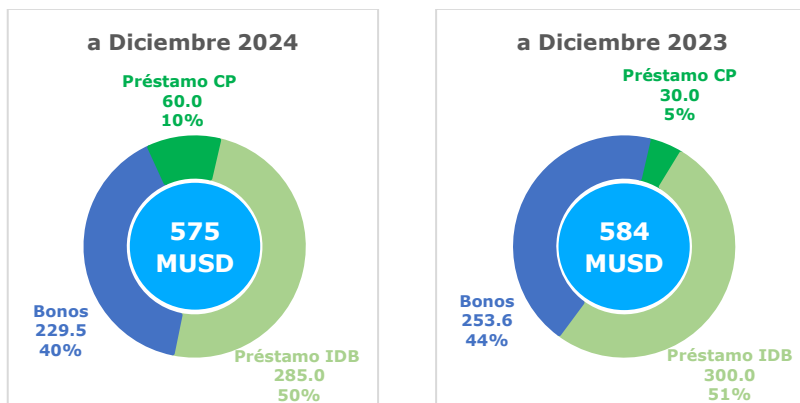
* Cifras acumuladas anuales

Otro indicador que la Gerencia cree necesario mostrar son los instrumentos financieros derivados (IFD) de cobertura (netos). El saldo total de los mismos en el periodo 4T24 (US\$ 2.7 millones pasivo) fue menor en comparación al periodo 4T23 (US\$ 8.5 millones pasivo), debido principalmente a la variación de los contratos swap relacionados a la 1ra y 3ra Emisión del 3er Programa de Bonos Corporativos y préstamos corporativos.

Indicador	Diciembre 2024	Setiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Diciembre 2023
	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)	US\$ (000)
Instrumentos financieros derivados de cobertura (pasivo neto)	2,740	7,789	5,185	1,487	8,509

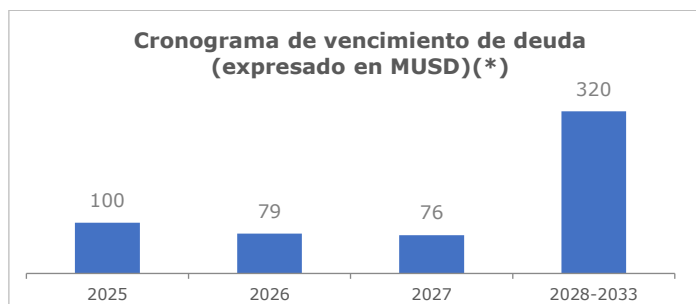
3.2 ENDEUDAMIENTO

Al 31 de diciembre del 2024, el 94.0% del endeudamiento se encuentra establecido a tasas fijas. Cabe resaltar que, a la fecha EEP ha cumplido con el cronograma de pago de sus obligaciones financieras (tanto amortizaciones como pago de intereses). Debido a ello, la deuda al 31 de diciembre del 2024 alcanzó los US\$ 575 millones, 1.6% menor que en diciembre 2023 (US\$584 millones). La deuda financiera neta a diciembre del 2024 es de US\$ 405 millones, 20% menor que diciembre 2023 (US\$ 506 millones). En el mes de junio se pagó la 2da emisión del 3er programa de bonos corporativos por PEN S/ 78.9 millones valorizados en aproximadamente US\$ 21 millones.



Al cierre de diciembre 2023 se mantenía deuda en soles por PEN S/ 810.0 millones valorizados en US\$ 218.6 millones y deuda en dólares por US\$ 365 millones.

Al cierre de diciembre 2024 se mantenía deuda en soles por PEN S/ 731.1 millones valorizados en US\$ 194.5 millones y deuda en dólares por US\$ 380.0 millones.

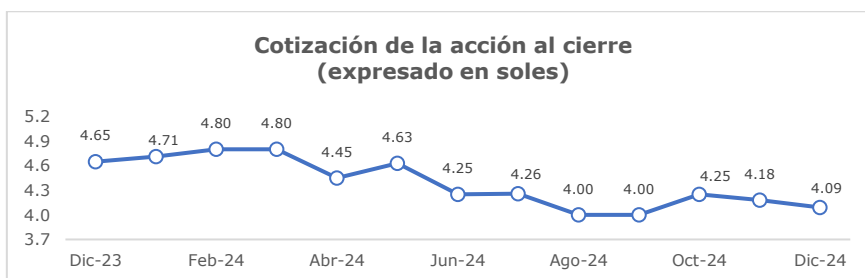


(*) La deuda corresponde al principal al cierre de diciembre del 2024 (no incluye efectos de instrumentos financieros derivados) y se encuentra expresada al tipo de cambio de cierre del 31 de diciembre del 2024.

EEP mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de las acciones comunes de 1ª.pe, emitidas por Apoyo & Asociados Internacionales y Moody's Local PE Clasificadora de Riesgo. Dicha categoría corresponde a la de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.

3.3 ACCIONES COMUNES

A continuación, se detalla la cotización al cierre de mes (diciembre 2023 a diciembre 2024) de los valores representativos de Acciones inscritas en la Bolsa de Valores de Lima.



4 INVERSIONES SOCIALES

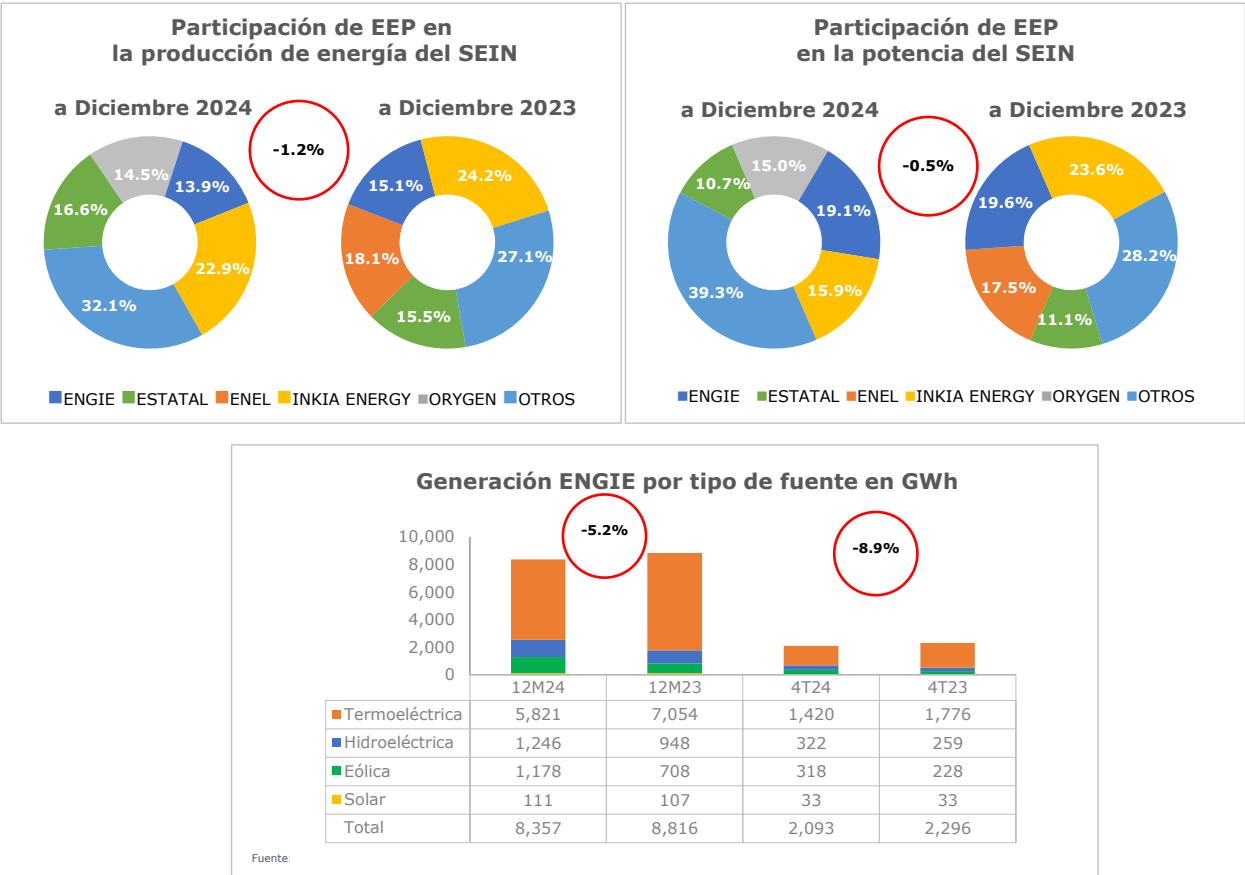
- ✓ EEP implementó un plan integral para prevenir incendios forestales en las comunidades cercanas a las Centrales Duna y Huambos, enfocado en concientización, equipamiento y fortalecimiento de capacidades. Este plan incluyó la capacitación de 90 participantes, distribución de materiales educativos y una campaña radial. Además, se recaudaron 25,155 soles para el Comité del PROFONAMPE, gracias a donaciones de los trabajadores y la contribución de EEP.
- ✓ EEP reafirmó su compromiso con la salud al donar una ambulancia y más de 400,000 soles en equipos médicos al distrito de Ocucaje, Ica. La donación incluyó un ecógrafo portátil, electrocardiógrafo, incubadora neonatal, equipo de rayos X portátil y otros instrumentos médicos, con el objetivo de mejorar la atención médica y la respuesta a emergencias. Esta entrega fue posible gracias a la colaboración entre EEP, la Municipalidad de Ocucaje, el Gobierno Regional de Ica y la Red de Salud Ica UE.406.
- ✓ EEP, junto a la compañía Celepsa, impulsó el proyecto "Hilos que Conectan" para promover el emprendimiento femenino, beneficiando a 44 mujeres de los asentamientos San José y 15 de Enero. El programa, con una inversión de 20,000 soles, se centró en enseñar bordado ayacuchano y su uso en productos artesanales, fomentando el empoderamiento y desarrollo económico de las participantes.
- ✓ EEP, en Quitaracsa, en colaboración con Avanzar Rural, financió un Proyecto de Crianza Sostenible de Animales que beneficia a 60 familias de la Comunidad Campesina. Este proyecto proporciona cofinanciamiento y apoyo técnico para fortalecer modelos de negocio y fomentar el crecimiento económico, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

5 HECHOS DE IMPORTANCIA

- ✓ Con fecha 09 de octubre de 2024, se comunicó la renuncia de los Sres. Diego Matias Niebuhr y Pascal Gerard Jean-Claude Renaud como Directores de EEP.
- ✓ Con fecha 10 de octubre de 2024, se comunicó la renuncia del Sr. Daniel Javier Cámac Gutiérrez al cargo de Director Alterno de EEP.
- ✓ Con fecha 11 de octubre de 2024, se comunicó la renuncia del Sr. El Mehdi Ben Maalla al cargo de Director Alterno de EEP. El 14 de octubre de 2024, se comunicó la designación del Sr. Marcio Daian Neves y la Sra. Marie-Claire D'Hautefeuille como Directores de EEP, y de los Sres. Bernard Esselinckx y El Mehdi Ben Maalla como Directores Alternos de EEP.
- ✓ El 30 de octubre de 2024 el Directorio de la Compañía aprobó sus Estados Financieros Individuales y Consolidados correspondientes al tercer trimestre de 2024.
- ✓ El 30 de octubre de 2024, en aplicación de lo establecido en la política de dividendos de la Sociedad aprobada en su Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada del 15 de marzo del 2024, el Directorio acordó la distribución de dividendos a cuenta del año 2024 por la suma equivalente al 30% de la utilidad neta al 30 de junio del 2024, por un monto equivalente a 13.8MUSD, con cargo a las utilidades acumuladas de la sociedad disponibles al 31 de diciembre de 2015.
- ✓ En el mes de noviembre del 2024, se comunicaron los Informes de Clasificación de riesgo emitidos por Apoyo & Asociados Internacionales y Moody's Local PE, que ratifican las categorías de riesgo de los instrumentos de obligación financiera pertenecientes a la Tercera y Sexta Emisión contempladas dentro del Primer Programa de Bonos Corporativos y al Tercer Programa de Bonos Corporativos como "Categoría AAA", así como a las acciones comunes en "Categoría 1a", además se indicó una perspectiva Estable.
- ✓ Con fecha 18 de diciembre de 2024, se comunicó la adjudicación de la buena pro de los proyectos "Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)", "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo" e "Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC) – (en adelante los "Proyectos")", que consisten en el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de estos Proyectos.

6 INFORMACIÓN CONSOLIDADA (incluye las C.E. Duna y Huambos)

6.1 INDICADORES DEL SECTOR



6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Rubros	A Diciembre		Δ	%Δ	IV Trimestre		Δ	%Δ
	2024	2023			2024	2023		
Ingreso por ventas netas	724,217	671,803	52,414	8%	155,790	137,587	18,203	13%
Costo de Ventas	(544,307)	(560,328)	16,021	-3%	(124,155)	(124,002)	(153)	0%
Utilidad Bruta	179,910	111,475	68,435	61%	31,635	13,585	18,050	133%
Margen Bruto (%)	25%	17%			20%	10%		
Gastos de Administración	(30,492)	(25,556)	(4,936)	19%	(11,538)	(8,996)	(2,542)	28%
Otros ingresos y gastos (neto)	6,311	(56,280)	62,591	-111%	(2,378)	(64,395)	62,017	-96%
Utilidad Operativa	155,729	29,639	126,090	425%	17,719	(59,806)	77,525	-130%
Margen Operativo (%)	22%	4%			11%	-43%		
Ingresos financieros (Incluye ganancia neta por instrumentos financieros derivados)	33,987	14,216	19,771	139%	4,815	5,884	(1,069)	-18%
Gastos Financieros	(45,643)	(31,704)	(13,939)	44%	(12,694)	(12,214)	(480)	4%
Diferencia de cambio neta	(1,723)	460	(2,183)	-475%	(1,041)	2,202	(3,243)	-147%
Utilidad antes de Impuesto a la Renta	142,350	12,611	129,739	1029%	8,799	(63,934)	72,733	-114%
% de Ventas	20%	2%			6%	-46%		
Impuesto a la Renta	(43,771)	(6,611)	(37,160)	562%	(3,411)	17,309	(20,720)	-120%
Utilidad Neta	98,579	6,000	92,579	1543%	5,388	(46,625)	52,013	-112%
Margen Neto (%)	14%	1%			3%	-34%		
EBITDA (*)	268,868	211,654	57,214	27%	49,959	55,953	(5,993)	-11%
Margen EBITDA (%)	37%	32%			32%	41%		

6.3 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicador	Por el periodo terminado al 30 de Diciembre del	
	2024	2023
Índices de Liquidez		
Prueba Corriente (1)	2.07x	1.92x
Prueba Ácida (2)	1.44x	1.27x
Índices de Solvencia		
Endeudamiento Patrimonial (3)	0.93x	0.97x
Endeudamiento de Largo Plazo (4)	0.52x	0.55x
Índices de Rentabilidad		
Rentabilidad sobre Activos (ROA) (5)	4.08%	0.26%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE) (6)	7.89%	0.51%
Covenants		
Pasivo Financiero/EBITDA (7)	2.15x	2.77x
Pasivo Financiero neto/EBITDA (8)	1.50x	2.41x

(1) Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente

(2) Total Activo Corriente – Inventario, Neto - Gastos Pagados por Anticipado / Total Pasivos Corrientes

(3) Total Pasivo / Total Patrimonio

(4) Pasivo No Corriente / (Propiedad, Planta y Equipo, Neto + Activos Intangibles)

(5) Utilidad Neta / Total Activo

(6) Utilidad Neta / Total Patrimonio

(7) Pasivo Financiero = Deuda financiera + NIIF 16

(8) Pasivo Financiero neto= Pasivo Financiero – Caja