



Escenarios 2025-2031: energía e hidrocarburos en el Perú

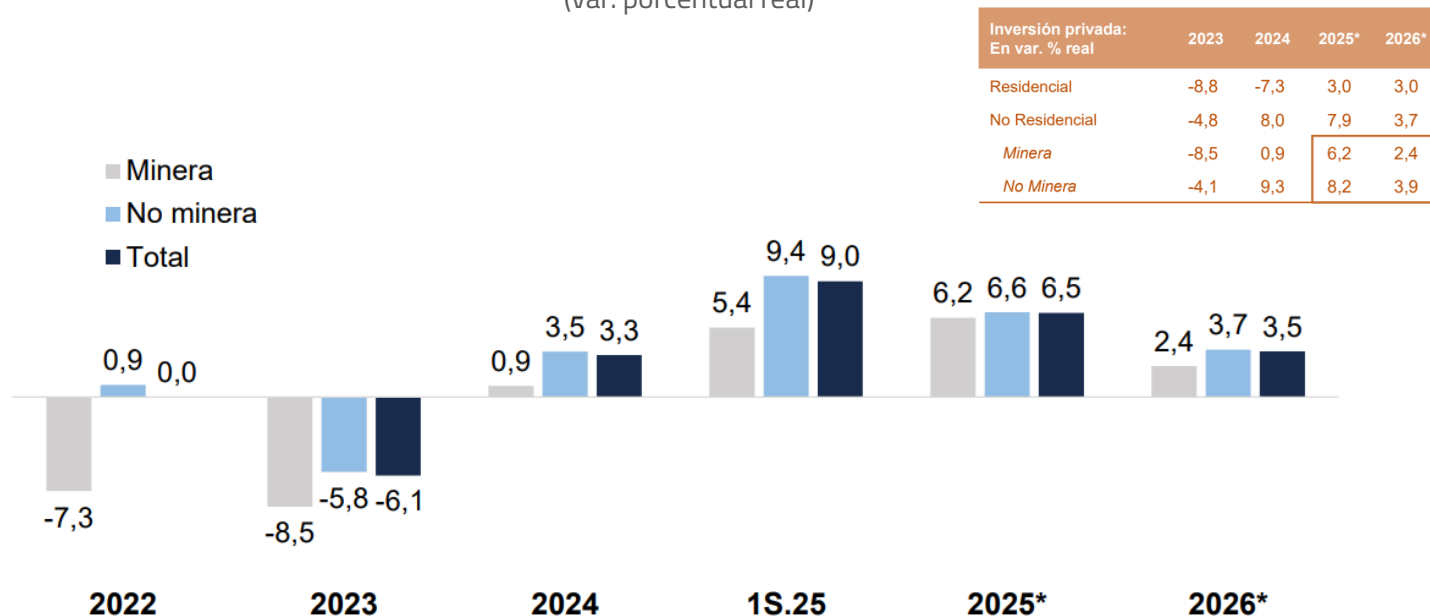
Luis Miguel Castilla
Director ejecutivo de Videnza Instituto

Lima, noviembre 2025

1. Punto de partida: economía al cierre del 2025

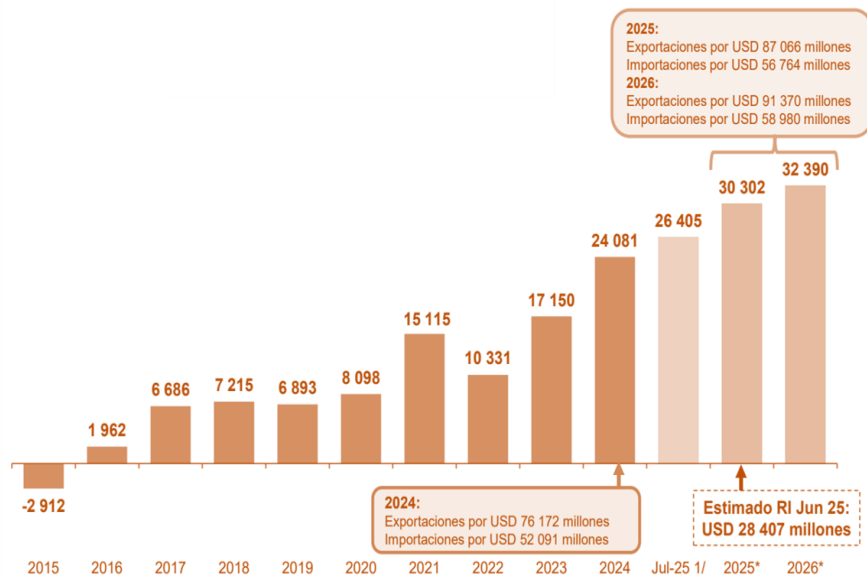
Recuperación de la inversión privada, explicada por el componente no residencial no minero

Inversión privada
(var. porcentual real)

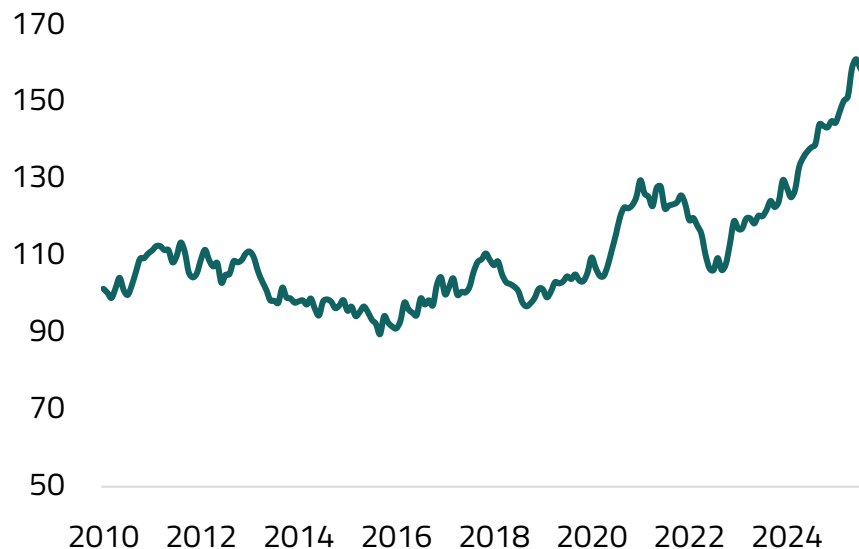


Boom exportador y elevados términos de intercambio

Balanza comercial
(Millones USD)



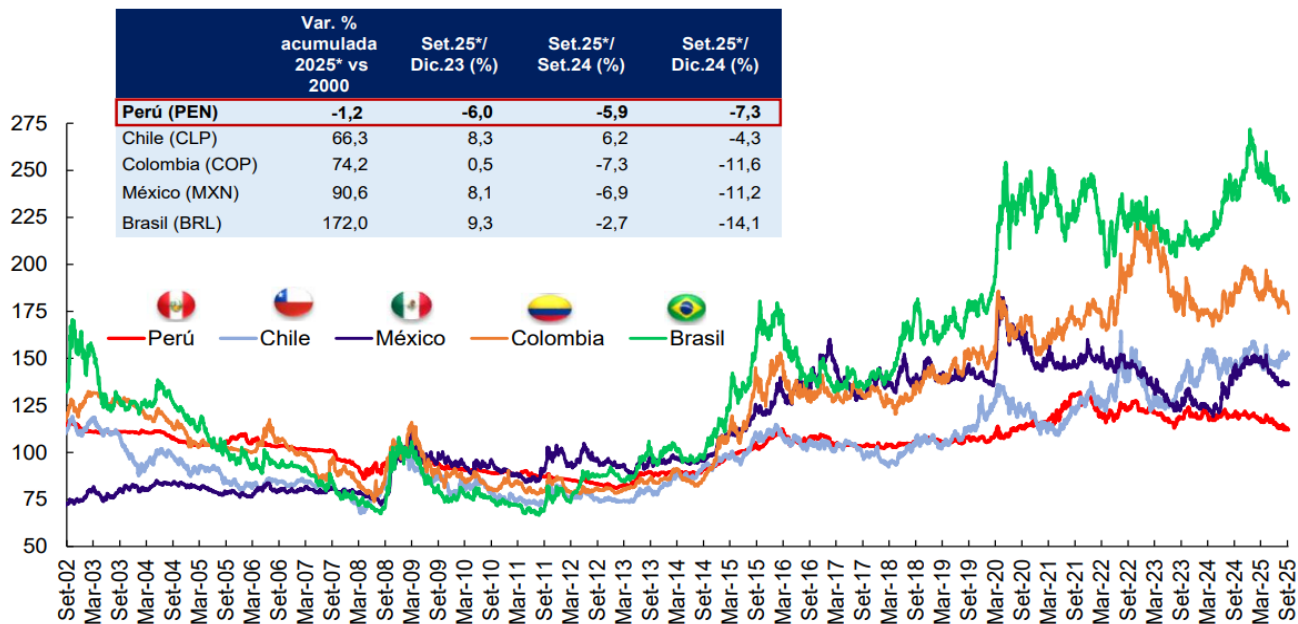
Términos de intercambio de comercio exterior, 2010-2025
(Índice 100 = 2007)



Apreciación cambiaria: Fortaleza macroeconómica diferencia al Perú de sus vecinos

LATAM: Mercados cambiarios

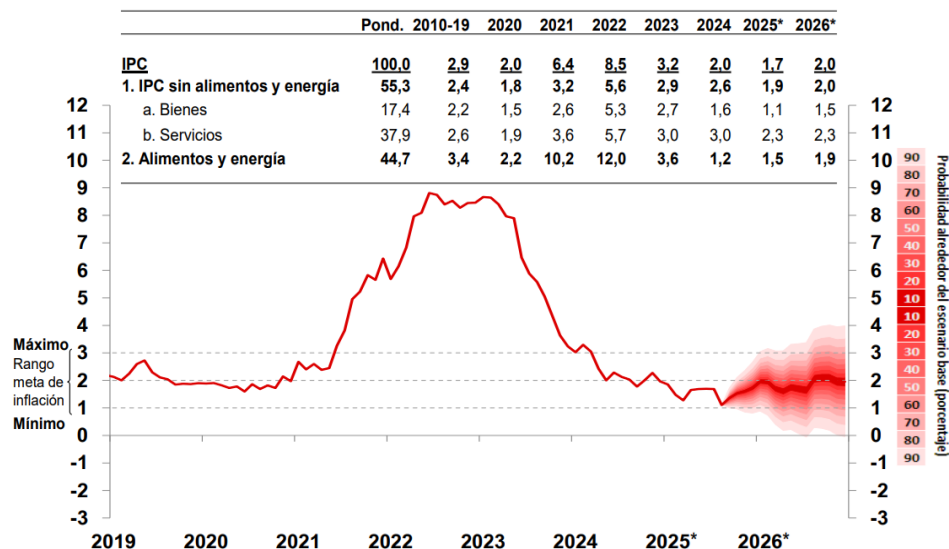
(Tipo de cambio vs. dólar, índice 100 = 31-Dic-2008)



Baja inflación y expectativas bajas bien ancladas

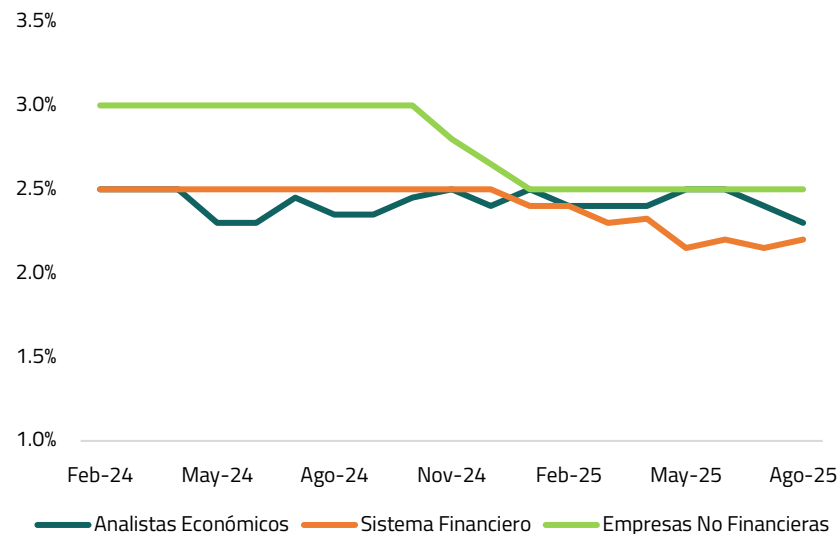
Proyección de inflación, 2024-2025

(var. porcentual en los últimos 12 meses)



Expectativas de inflación, 2026

(Feb 2024 – Ago 2025)

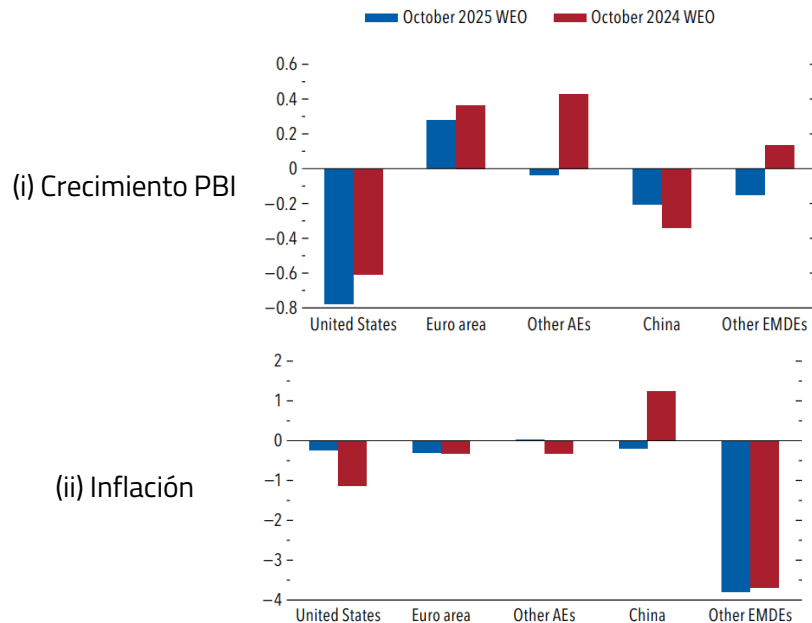


2. Escenarios de crecimiento de la economía peruana 2026-2031

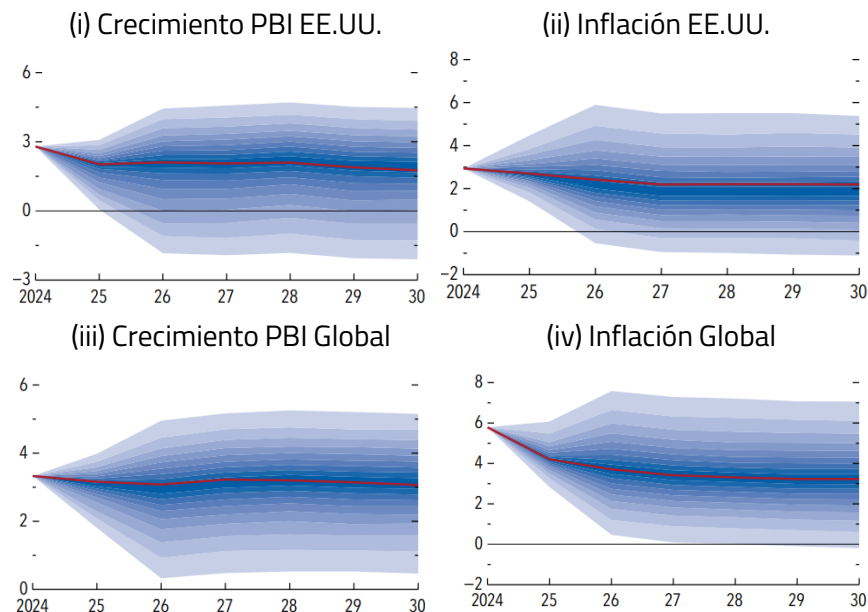
2.1 Supuestos externos

Mundo crece aunque a un menor ritmo y con presiones inflacionarias latentes

Cambios en proyecciones de crecimiento e inflación,
2024-2025



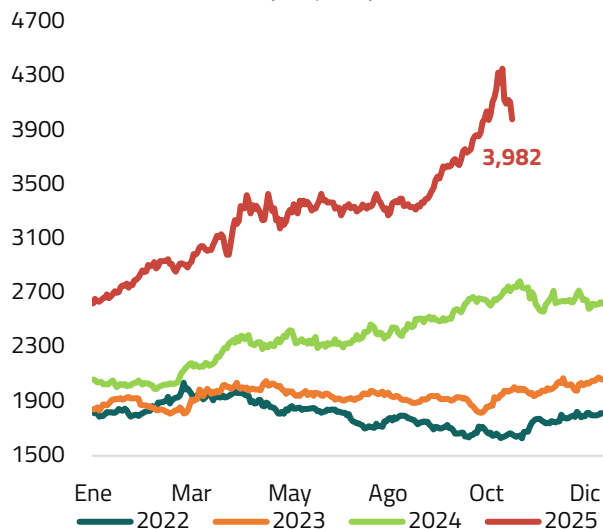
Incertidumbre sobre proyecciones de crecimiento global e inflación,
2024-2025



Supuestos externos

La transición energética global seguirá apuntalando precios elevados de minerales críticos

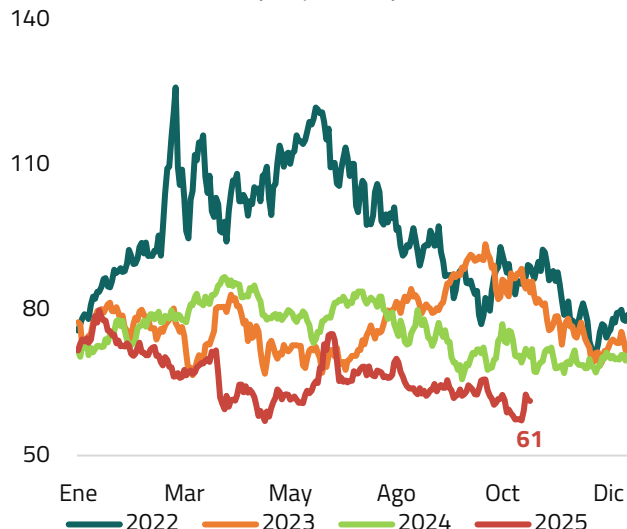
Cotización del oro (US\$/oz)



Proyección

- 2026-2029: 3,300
- 2030-2031: 3,100

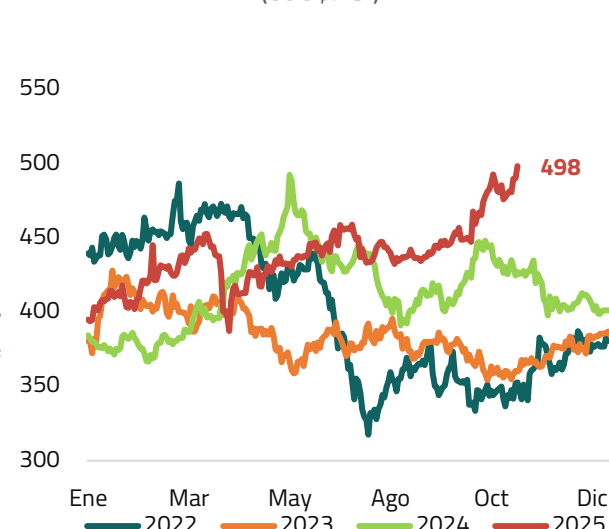
Cotización del petróleo (US\$/barril)



Proyección

- 2026-2029: 69
- 2030-2031: 68

Cotización del cobre (cUS\$/lb.)



Proyección

- 2026-2029: 440
- 2030-2031: 430

Supuestos externos

Las perspectivas globales apuntan a un entorno moderado pero volátil para los commodities energéticos y mineros en el mediano plazo



Mercado de gas natural y GNL: Esto aumentará la disponibilidad de gas en el mercado internacional, conteniendo los precios. A nivel global, se proyecta una **“ola” de nueva oferta de Gas Natural Licuado (GNL) hacia 2030**, con una expansión de casi 50% en la capacidad de licuefacción mundial del GNL y mejorando la seguridad de suministro - un factor relevante para importadores en Sudamérica y Asia.



Transición energética global: Las políticas climáticas y avances tecnológicos están redefiniendo la demanda de energía. En el escenario de Políticas Declaradas de la IEA (STEPS), **el consumo combinado de carbón, petróleo y gas a nivel mundial alcanzaría su pico antes de 2030**. La **electrificación de usos finales y las mejoras en eficiencia energética absorberán el crecimiento de la demanda**, limitando el impacto de eventuales shocks de demanda de combustibles fósiles sobre economías exportadoras.



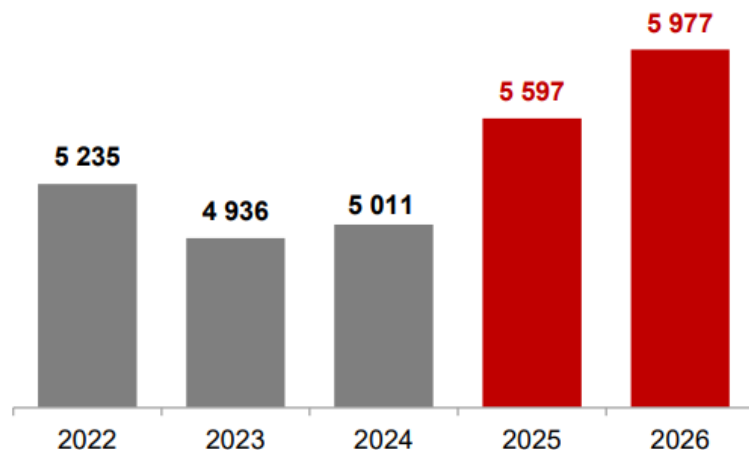
Riesgos geopolíticos: La **volatilidad internacional seguirá siendo un factor de riesgo clave**. Tensiones geopolíticas continuarán influyendo en los precios de energía y metales. Episodios como nuevos aranceles comerciales o escaladas bélicas podrían generar shocks alcistas transitorios en los precios internacionales. Eventos climatológicos extremos atizados por el cambio climático representan un riesgo para la seguridad energética, obligando a planificar escenarios de “shock” de precios de energía que impacten la inflación, la balanza comercial y el gasto público.

2.2 Supuestos internos

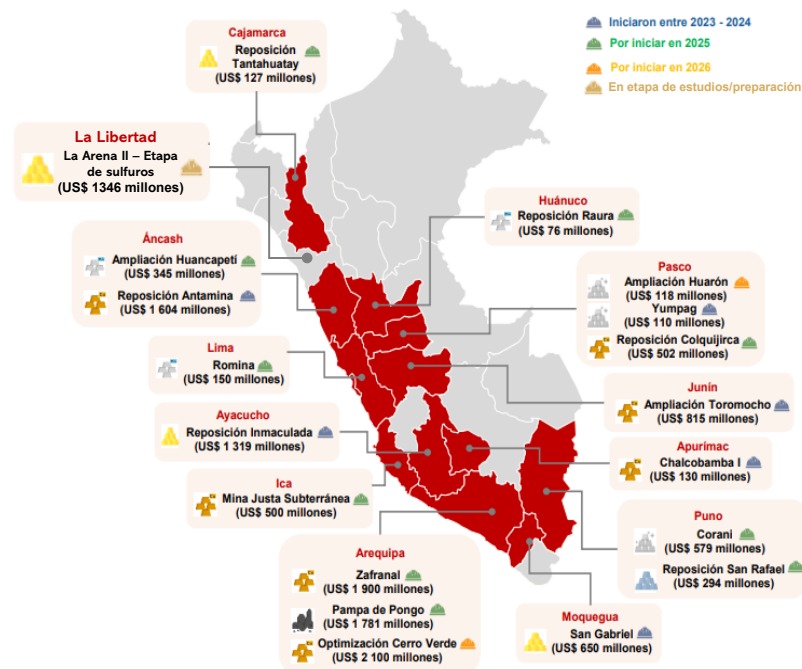
Supuestos internos

Las inversiones mineras crecerían por la aceleración de proyectos en ejecución a partir del 2025-T2 y por el inicio de nuevos proyectos mineros

Inversión minera
(Millones USD)



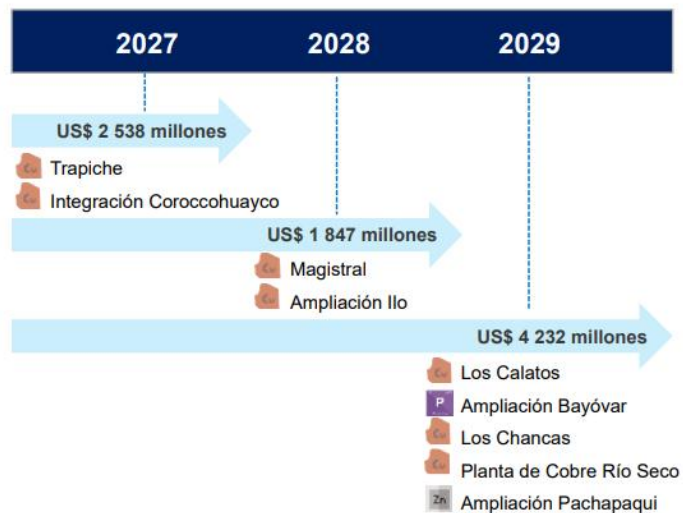
Principales proyectos de inversión minera en 2025-2026



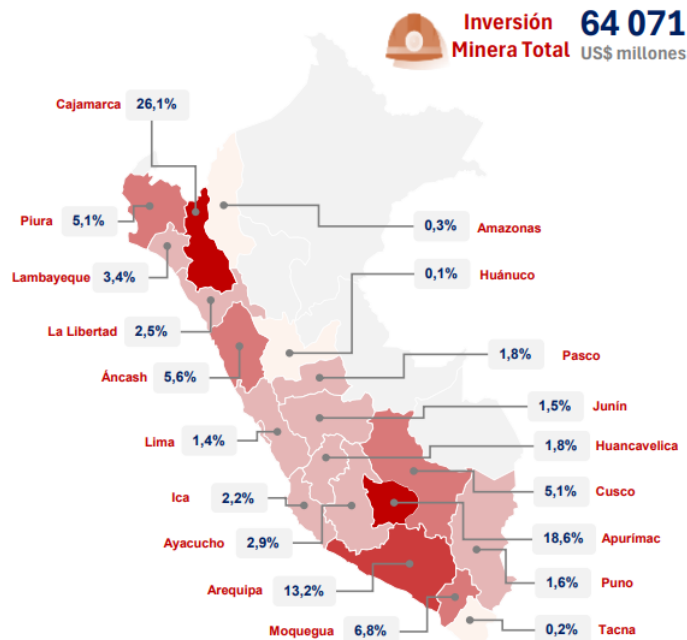
Supuestos internos

La inversión minera se mantendría dinámica con un monto de inversión anual de US\$8.600 millones entre 2027-2029, explicado por el inicio de construcción de nuevos proyectos mineros

Nuevos proyectos mineros, 2027-2029



Cartera de proyectos mineros por región (% del monto total de inversión)



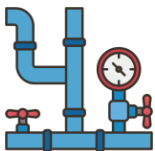
Perspectivas sobre hidrocarburos, demanda interna e infraestructura energética



Reactivación de hidrocarburos: En 2026 la producción de petróleo aumentaría alrededor de 3% anual. En particular, se considera la puesta en marcha del Lote 192 (Loreto), sujeto a encontrar operador que reemplace a Altamesa, junto con la continuidad productiva de los Lotes 95 y 8 (aun inactivo). Adicionalmente, como consecuencia de los mantenimientos de la planta de Camisea programados en el 2026, se espera una mayor operatividad de la infraestructura existente.



Proyectos de infraestructura y demanda interna: El gobierno peruano impulsa una ambiciosa cartera de proyectos de infraestructura para 2025-2026 gestionados por ProInversión, estimada en US\$17,000 millones de inversión, con adjudicaciones por más de US\$7,800 millones previstas solo en 2025. Esto incluye nuevas líneas de transmisión eléctrica reforzarán el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).



Masificación del gas e infraestructura energética: El Minem continúa impulsando proyectos de masificación de gas natural en regiones. Entre estos destaca el proyecto de distribución Kepashiato en Cusco y una planta satélite de regasificación en Puno, ambos en cartera para 2025-2026. Los proyectos priorizados de Siete Regiones de Calidda y Extensión Sur de TGP dependen de la firma de adendas de las concesiones vigentes que permitan pagar por las inversiones comprometidas.

Supuestos internos

El entorno normativo y las políticas gubernamentales en el periodo 2024-2025 han introducido reformas importantes que incidirán en los escenarios de crecimiento e inversión al 2031

Reforma del mercado eléctrico

- Promulgación de la Ley N° 32249, que modifica la Ley de Electricidad (L-28832) con el objetivo de garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable y eficiente.
- Las primeras licitaciones se lanzarán entre 2027 y 2028 para inversiones principalmente en energías renovables (eólica, solar). En el 2026, saldría la norma para generación distribuida.

Fomento del hidrógeno verde

- En 2024 entró en vigencia la Ley N° 31992 - Ley de Fomento del Hidrógeno Verde.
- Si bien aún falta desarrollar la hoja de ruta específica y los incentivos concretos, esta ley sienta las bases para un eventual mercado de hidrógeno verde en la matriz peruana a largo plazo. El reglamento saldría el 2026.

Simplificación administrativa pro-inversión

- El gobierno ha lanzado una agenda de simplificación y desregulación para acelerar proyectos. Por ejemplo, modificar la directiva de consulta previa que dificulta el otorgamiento de concesiones de transmisión eléctrica.
- Intención de modificar el TUO de la Ley Organica de Hidrocarburos - Ley 26221 para ampliar el plazo para la fase de exploración.
- A través de cambios en la Ley General de Procedimientos Administrativos se han identificado sobrerregulaciones que impiden reducir costos y plazos de cumplimiento para inversiones, incluyendo las energéticas. Se esperan nuevos anuncios de la nueva MEF.

Supuestos internos

El entorno normativo y las políticas gubernamentales en el periodo 2024-2025 han introducido reformas importantes que incidirán en los escenarios de crecimiento e inversión al 2031

Subsidios energéticos y masificación

- Después de varias ampliaciones (desde el 2020) para mantener al GLP en el FEPC, en julio del 2024, se materializó su retiro. Se mantiene el Diésel B5 para uso vehicular y petróleo industrial para la generación eléctrica en sistemas aislados.
- Actualmente, la deuda del FEPC asciende a 1000 millones aproximadamente (70% proviene del diésel).
- Hacia adelante, se anticipa mayor discusión sobre la focalización de los apoyos vía el FISE.

Transición energética y eficiencia

- El Estado peruano viene implementando su Política Energética Nacional 2010-2040, actualizada con miras a la transición energética. Es crucial fortalecer el seguimiento de las políticas energéticas, especialmente con la mayor entrada de RER.
- En 2024 se lanzó un seguimiento de dicha política y nuevas iniciativas, como estándares de etiquetado de eficiencia energética en edificaciones.

Planificación eléctrica y transporte de energía

- Se pretende reforzar la planificación de la transmisión eléctrica con carácter vinculante.
- La vinculación del plan significa que proyectos de transmisión priorizados (que suelen licitarse vía APP) tendrán mayor celeridad, favoreciendo la expansión oportuna de la red.
- Está pendiente "Plan de Inversiones en Transmisión - PIT" que está en manos de las empresas distribuidoras (se tratan de proyectos menores de transmisión que se conocen como subtransmisión).

3. Implicancias para decisiones de inversión

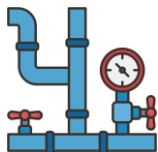
Sector energía: electricidad y transporte



Oportunidades en generación eléctrica y renovables: La necesidad de nueva capacidad de generación abre oportunidades de inversión, especialmente alineadas con la **mayor demanda minera y la reforma eléctrica que prioriza renovables**. Se espera una mayor cantidad de proyectos solares y eólicos adjudicados en los próximos años, no solo por las licitaciones sino también por iniciativas privadas. El impulso al hidrógeno verde (a mediano plazo) y a la electrificación del transporte representa un campo emergente (a largo plazo).



Expansión de redes de transmisión: Las líneas de transmisión identificadas en el Plan Vinculante (ej. nuevas líneas hacia el sur andino, ampliaciones en Lima, interconexiones regionales) se materializarán vía concesiones, representando oportunidades de inversión de bajo riesgo regulado. La **entrada de más generación RER demandará duplicar las líneas de transmisión al 2050** (según CAF).



Nuevos mercados de gas natural:

- **Infraestructura de transporte y distribución:** El proyecto Siete regiones es el más viable y cercano en el corto plazo (otros proyectos han tenido problemas Naturgy, Quavii, Contugas por aspectos tarifarios).
- **Aumento de la demanda de gas:** Impulsado por una mayor base de usuarios residenciales y comerciales, sumada al impulso del GNV en transporte público.
- **Conversión de matriz energética:** No se prevé la instalación de nuevas centrales de ciclo combinado debido a la entrada de energía RER, lo que desplazará en parte el despacho a las centrales térmicas. Es probable que esos picos de demanda sean atendidos con generación actual, pero quemando diésel.

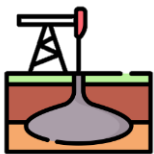
Sector hidrocarburos *upstream*



Clima de inversión y estabilidad contractual: El **marco legal-regulatorio de hidrocarburos está desfasado y poco competitivo**, lo que genera incertidumbre para inversionistas. Aspectos como la duración de los contratos de licencia, la fiscalidad (regalías, participaciones del Estado) y los mecanismos de resolución de controversias necesitan modernización. Las fijaciones tarifarias pueden ser un problema (caso Quavvi).

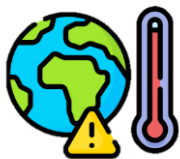


Exploración y reposición de reservas: Un gran desafío identificado es la **caída sostenida de la inversión en exploración petrolera y gasífera en Perú en la última década**, lo que ha impedido la renovación de reservas. En el horizonte 2026-2031, si Perú desea incrementar su producción, deberá atraer inversión exploratoria en nuevas cuencas (*offshore* Trujillo, *offshore* Tumbes, *onshore* Huallaga, etc.). Las recientes adjudicaciones offshore a Chevron y otros son un indicio positivo, pero falta realizar sísmica y perforar pozos para confirmar volúmenes.



Infraestructura y logística *upstream*: Hay recursos están en áreas remotas (selva norte, costa afuera profunda) donde la logística de transporte y evacuación de producción es costosa. En el periodo 2026-2031, se vislumbra ligera reducción en costos. Si bien es prematuro, un potencial acuerdo con Ecuador para utilizar el oleoducto de la costa norte podría ayudar a maximizar el uso de infraestructura y podría generar ingresos para modernizaciones (incluido para Petroperú).

Sector hidrocarburos *upstream*



Riesgos sociales y ambientales: Cualquier decisión de inversión upstream en Perú en 2026-2031 deberá incorporar en su due diligence **amplias provisiones para planes de manejo ambiental, procesos de consulta previa con comunidades nativas cuando corresponda,** y programas de responsabilidad social que generen apoyo local.



Transición energética y horizonte de demanda: Se prevé que políticas climáticas más agresivas o avances tecnológicos (vehículos eléctricos más económicos, baterías de larga duración) aceleren la caída de la demanda de combustibles fósiles después de 2030, no antes. **El COES no lo estima antes del 2030 en su plan de transmisión vinculante.** La estrategia más adecuada estaría en balancear su portafolio: proyectos upstream de bajo costo y ciclo corto (que retornen inversión en pocos años) antes que megaproyectos de muy largo plazo. Igualmente, se debe internalizar posibles costos de carbono o restricciones futuras en las proyecciones de ingresos.

Sector hidrocarburos *downstream*



Evolución de la demanda de combustibles líquidos: El MEF prevé mayor demanda de diésel y gasolina en transporte y construcción. Aunque la penetración de vehículos eléctricos aún es baja, recién se aceleraría post-2031 por menores costos de baterías y políticas de incentivos. Se proyecta un pico de demanda hacia 2035, lo que refuerza la necesidad de planificar transición hacia eficiencia y diversificación.



Capacidad de refinación y competencia: Con Talara (PetroPerú) operativa y La Pampilla (Repsol) se tiene una capacidad total de 200 mil barriles/día. Esto permitirá producir combustibles Euro VI, reduciendo importaciones de diésel y gasolina.



Integración con la petroquímica nacional: Existe un potencial para desarrollar una industria petroquímica en el sur (Camisea): polietileno, urea, metanol. Antes, se requiere tener claridad de la renovación de los contratos de concesión de Camisea y el régimen de regalías.

- Perú importa 100% de la urea; una planta nacional podría sustituir importaciones hacia 2028-2030.
- Posible producción de nitrato de amonio (explosivos mineros) y plásticos básicos.



Infraestructura logística y distribución: Expansión necesaria en plantas de almacenamiento, terminales portuarios y estaciones de servicio. Inversiones potenciales:

- Poliductos para conectar refinerías con el interior.
- Almacenes estratégicos de GLP en el sur.
- Masificación de estaciones GNV con apoyo del FISE.

4. Resultado de escenarios 2026-2031

Escenario optimista

- PBI real: +4.5–5% anual (2026–2031).
- Clima político estable y continuidad de políticas pro-inversión.
- Implementación plena de la Ley 32249 (reforma eléctrica) y reglamentación de la Ley 31992 (hidrógeno verde).
- Ejecución eficiente de APP en infraestructura energética.
- Talara y lotes amazónicos operan a plena capacidad, producción petrolera +4% anual. Nuevo regimen promotor.
- Gas natural: +3% anual, expansión de la red sur andina y masificación regional. Se aprueban adendas de TGP y Calidda.
- Generación eléctrica total: 85 TWh (2031), crecimiento promedio +5.8% anual.

Distribución esperada de generación eléctrica:

- Térmica: 30%
- Renovable no convencional (solar/eólica): 30%
- Hidroeléctrica: 40%

1

Implicancias de inversión:

- Fuerte desarrollo de proyectos solares y eólicos (>3.5 GW nuevos)
- Expansión de transmisión Sur y Centro
- Inversiones en almacenamiento energético y petroquímica (urea, metanol, polietileno)

Escenario base

- PBI real: +3.0–3.5% anual.
- Reformas regulatorias implementadas parcialmente, con rezagos en ejecución de APP.
- Demanda energética total: +3.8-4.0% anual.
- Producción de petróleo: +2% anual; gas natural estable.
- Talara opera a plena capacidad sin ampliaciones.
- Generación eléctrica total: 70 TWh (2031), crecimiento promedio +3.5% anual.

Distribución esperada de generación eléctrica:

- Térmica: 35%
- Renovable no convencional (solar/eólica): 25%
- Hidroeléctrica: 40%

2

Implicancias de inversión:

- Exploración y producción selectiva en lotes existentes
- Avance gradual de proyectos de gas regionales
- Inversiones en renovables distribuidas
- Énfasis en eficiencia operativa en refinación y almacenamiento

Escenario pesimista

- PBI real: +1.5–2.0% anual.
- Inestabilidad política post-electoral y conflictos sociales.
- Paralización de APP energéticas y débil ejecución pública.
- Demanda energética total: +1.8% anual.
- Producción de petróleo: -1% anual; gas natural estancado.
- Generación eléctrica total: 65 TWh (2031), crecimiento promedio +2.0% anual.

Distribución esperada de generación eléctrica:

- Térmica: 40%
- Renovable no convencional (solar/eólica): 20%
- Hidroeléctrica: 40%

3

Implicancias de inversión:

- Reducción en exploración y producción de hidrocarburos.
- Subutilización de Talara (<75% de capacidad).
- Menor expansión de proyectos de gas y energías renovables.
- Riesgos altos para inversiones a largo plazo.

En síntesis

Indicador	ESCENARIOS 2026-2031		
	Optimista	Base	Pesimista
Crecimiento anual PBI	4.8%	3.2%	1.8%
Demanda total energía	5.0%	3.8%	1.8%
Generación eléctrica total (2031, TWh)	85	70	65
% Renovables (2031)	30%	25%	20%
Producción petróleo/gas (vs 2025)	+20%	+10%	-5%
Margen de refino (USD/bbl)	8 - 10	6 - 8	4 - 5
Riesgo político / regulatorio	Bajo	Medio	Alto

4. Conclusiones

Conclusiones

Economía peruana es resiliente. Mejor escenario supeditado a manejo de riesgos políticos y mejoras institucionales



Entorno macroeconómico estable pero con riesgos estructurales. El Perú cerrará 2025 con una economía en recuperación moderada, sustentada en la demanda interna y un contexto de baja inflación y apreciación cambiaria. Sin embargo, el entorno internacional seguirá siendo incierto: aunque los precios de los metales y del gas natural se mantendrán relativamente altos, los riesgos geopolíticos y los eventuales shocks climáticos pueden afectar los términos de intercambio.



Reconfiguración de los sectores energía e hidrocarburos. Entre 2026 y 2031, los principales impulsores del crecimiento provendrán de la minería, la infraestructura energética y los proyectos de masificación del gas. En electricidad, la Ley N° 32249 abre el mercado a nuevas inversiones en energías renovables y transmisión. Habrá inversión privada en generación RER (privada no licitada). En hidrocarburos, se espera la reactivación de lotes productivos (como el 192 y 95) y la normalización de operaciones tras mantenimientos, aunque persisten desafíos en exploración, estabilidad contractual y gestión ambiental.

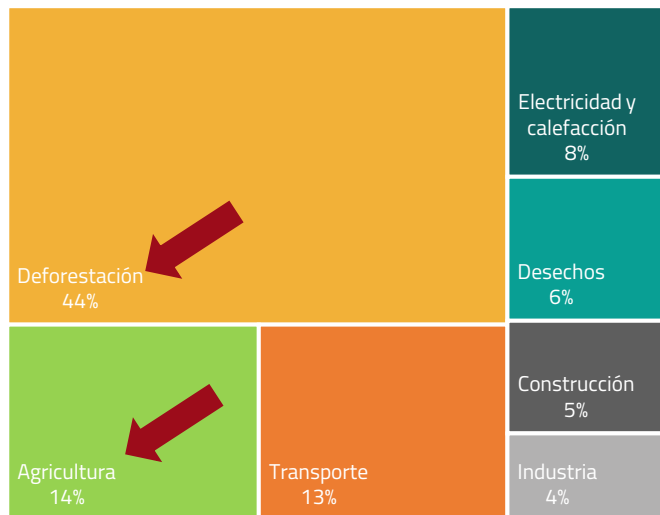


Oportunidades estratégicas y agenda de largo plazo. El país enfrenta una ventana de oportunidad para consolidar una integración energética e industrial que vincule hidrocarburos, electricidad y petroquímica. El potencial de desarrollar una industria de fertilizantes y plásticos en el sur (depende de la renovación de concesiones vigentes y el régimen de regalías) y avanzar en proyectos APP de transmisión y almacenamiento permitirá generar valor agregado y resiliencia productiva. No obstante, el crecimiento futuro estará condicionado a la capacidad institucional para ejecutar inversiones, reducir cuellos de botella regulatorios y gestionar la transición energética de manera ordenada.

Conclusiones

El Perú tiene un potencial excepcional en fuentes renovables y el gas natural es una ventaja estratégica en la transición energética: puede asegurar energía asequible, confiable

PERÚ: Emisiones (0.2% de GEI globales)



Trilema energético equilibrado





**¡Únete nuestro
canal de
whatsapp!**

Videnza Instituto. Derechos reservados. Copyright 2025. Protegido bajo las leyes de derechos de autor.
Prohibido su reproducción, reenvío o modificación total o parcial sin autorización escrita de Videnza Instituto.