



Petróleo en la Amazonía peruana:

Análisis económico del futuro de los hidrocarburos en un contexto de transición energética global

CLAUDIA VIALE

Enero de 2024



Natural Resource
Governance Institute

Natural Resource Governance Institute (NRGI), 2024
Av. Del Ejército N.º 250, oficina 305, Miraflores
Lima, Perú

Autora: Claudia Viale
Editor: Jorge Cornejo
Diseño y diagramación: Jenny Castro
Mapas: Tania Galván
Foto de portada: Rhett A. Butler / Mongabay

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.º 202400567
ISBN: 978-612-48503-1-8
Primera edición digital: enero de 2024
Todos los derechos reservados de acuerdo con el D. L.882 (Ley sobre el Derecho de Autor)

GORDON AND BETTY
MOORE
FOUNDATION

Ford
Foundation

Esta publicación ha sido financiada en parte por la Gordon and Betty Moore Foundation, y en parte por la Fundación Ford.

Contenido

1. Resumen ejecutivo	05
2. Introducción	08
3. Hidrocarburos en el Perú	10
3.1 Relevancia económica y ubicación	10
3.2 Tendencias de la producción e inversiones	17
3.3 Reservas y contratos	22
3.4 Los hidrocarburos y la matriz energética general	29
3.5 La nueva refinería de Talara	32
4. Hidrocarburos en la Amazonía	35
4.1 Situación actual de la producción de petróleo en la Amazonía	35
4.2 Costos de producción	41
4.3 Impacto fiscal	45
5. Conclusiones	56

Mensajes clave

- Hay una tendencia decreciente en la explotación de petróleo en la Amazonía peruana. Esta situación responde al bajo nivel de inversión y a la paralización de la explotación en algunos lotes de la región. En este contexto, recomendamos a los gobiernos subnacionales de la Amazonía que se preparen para una disminución gradual de la extracción de petróleo en las próximas décadas.
- El contexto de transición energética global implicará una disminución significativa de la demanda de petróleo y posiblemente de los precios internacionales en los próximos años. Es indispensable que el Gobierno nacional y los gobiernos regionales diseñen estrategias de diversificación productiva y reforma fiscal para compensar los menores ingresos fiscales provenientes del canon petrolero y gasífero que son cruciales para los gobiernos subnacionales en la Amazonía y representan, para algunas provincias, hasta un 88 % de sus ingresos presupuestales.
- La producción del gas natural podría ser una alternativa viable en el corto y el mediano plazo. Pero debería estar acompañada de una estrategia de transición energética que priorice las energías renovables, y evitar el efecto de *carbon lock-in* del gas natural o la perpetuación de una actividad incompatible con un futuro bajo en carbono.

1. Resumen ejecutivo

En el Perú se producen petróleo, gas natural y líquidos asociados al gas natural. Esta producción se concentra en tres territorios: en la costa norte del país; en el zócalo (*offshore* o mar adentro) y en la Amazonía. El 36 % de la producción total de petróleo en el país entre 2011 y 2022 tuvo lugar en la Amazonía —y el 39 % hasta agosto de 2023—, sobre todo en el departamento de Loreto, ubicado en la selva norte peruana. Por otro lado, casi la totalidad de la producción de gas natural se desarrolló en la Amazonía: el 96 % se extrajo de la selva sur, en los lotes del proyecto Camisea.

En los últimos 15 años, la producción petrolera en el Perú ha tenido una tendencia decreciente pese a mostrar recuperaciones en algunos años, entre ellos 2022. Pero la inversión en el sector, sobre todo en exploración, se encuentra en un nivel mínimo. A esto se suma la paralización de lotes que aportaban significativamente a la producción total, como los lotes 192 y 8 en el departamento de Loreto, en la selva norte, debido al vencimiento o la disolución de los contratos, que han revertido en favor del Gobierno peruano. En 2023, el contrato de explotación del lote 192 se adjudicó a la estatal Petroperú.

Ahora, en el contexto de una transición energética global que plantea reducir la demanda y, por ende, los precios de los hidrocarburos en el mediano y el largo plazo, cabe preguntarse si es viable económicamente continuar extrayendo hidrocarburos de la Amazonía, y qué sucederá con el gas natural

y su importancia creciente como fuente de energía final y para la generación de electricidad en el Perú.

Este reporte responde estas interrogantes con un análisis económico de la situación actual y las perspectivas del sector hidrocarburos, prestando especial atención al contexto de la Amazonía peruana. Analizamos variables como (i) la evolución de la producción, (ii) las inversiones, (iii) las reservas probadas, así como (iv) los costos de producción por lote en la Amazonía en comparación con las proyecciones de precios internacionales del petróleo.

Además, incorporamos las perspectivas en términos de (i) qué lotes se encuentran actualmente en producción o paralizados, (ii) cuáles vencen pronto y (iii) cuáles tienen un horizonte temporal en el que su rentabilidad se mantendría considerando las proyecciones de precios internacionales.

Consideramos que hay tres elementos que influyen en la viabilidad económica para continuar extrayendo hidrocarburos de la Amazonía: (i) la demanda de petróleo pesado, como el que se produce en la Amazonía y que es procesado en la nueva refinería de Talara; (ii) la elevada dependencia fiscal de los gobiernos regionales y las municipalidades provinciales y distritales de la Amazonía respecto a los ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos —canon gasífero y canon y sobrecanon petroleros—; y, por último, (iii) la creciente importancia del gas natural como

fuelle de energía final, tomando en cuenta su relevancia para la generación de electricidad.

El caso del gas es diferente al del petróleo, y nuestras conclusiones, que detallamos en los siguientes párrafos, son distintas para cada uno de ellos. En el largo plazo, no es recomendable continuar promoviendo la extracción de petróleo de la Amazonía, tomando en cuenta que la transición energética global está avanzando. En el corto y en el mediano plazo, sin embargo, con los lotes en marcha, consideramos que es razonable continuar con la extracción, con una estrategia de transición para reemplazar los ingresos fiscales que se generan y que son una importante fuente de recursos presupuestales para los gobiernos subnacionales de la Amazonía.

A agosto de 2023, solo dos lotes de la Amazonía —el lote 95, en Loreto, y el lote 131, en Ucayali— se encuentran en producción. Estos tienen una vigencia de 15 años o más, por lo que es viable continuar con su producción hasta el término de sus contratos. En el caso de los lotes con reservas significativas, pero actualmente paralizados, se debe analizar cada situación de manera específica. Por ejemplo, en el caso del lote 192, que ya fue adjudicado a Petroperú, se han realizado consultas a la población y se cuenta con compromisos de fondos de desarrollo que han generado expectativas. Debido a la magnitud de sus reservas, se podría recuperar este lote, aunque, si su inicio de producción se posterga mucho, los precios del petróleo podrían caer a niveles que hagan que deje de ser rentable, pues los costos de producción son elevados.

Con el actual nivel de producción de petróleo —a agosto de 2023—, la Amazonía podría contribuir solo con 13 000 barriles por día a

la nueva refinería de Talara (casi el 14 % de su capacidad de refinación). En su nivel máximo, incluidos los lotes actualmente paralizados (192, 8 y 67), podría llegar a casi 48 000 barriles por día, es decir, el 51 % de la capacidad de la refinería de Talara. Este podría ser un argumento a favor de recuperar la producción, pues los lotes 192, 8 y 67 tienen aún reservas significativas.

De hecho, la Amazonía tiene el 54 % de las reservas probadas del país. Sin embargo, los obstáculos desde el punto de vista económico —estancamiento de la inversión, costos elevados de extracción, perspectivas de caída de precio del petróleo en el mediano y el largo plazo, el tiempo que tomaría el relanzamiento de los lotes—, además de los problemas ambientales, como pasivos por derrames, son significativos.

Recuperar los lotes con contratos de explotación actualmente paralizados —como los lotes 8, 67, 39 y 64—, o relanzar los lotes en exploración —como el lote 107, en Pasco—, no es considerado viable. En el caso de los lotes 67 y 39, ambos en manos de Perenco y con contratos de explotación vigentes, existe una superposición con áreas de pueblos indígenas en aislamiento voluntario, así como con el área donde se ha propuesto la creación de la Reserva Indígena Napo-Tigre y Afluentes.

Por otro lado, en el caso del gas natural, las reservas significativas y la relativa estabilidad de la producción de la selva sur, con costos bajos, nos llevan a concluir que su continuidad es económicamente viable en el largo plazo, pero solo si cuenta con un plan estratégico claro de transición hacia energías renovables. Si no el país corre el riesgo de quedar entrampado y seguir dependiendo de este recurso para

su seguridad energética, lo que lo obligaría a buscar más reservas. Las reservas probadas actuales durarían aproximadamente 20 años más, si se mantiene el nivel de producción reportado en 2022.

Por tanto, se hace urgente el desarrollo de un plan energético estratégico, así como un plan

para compensar a los gobiernos subnacionales por la disminución de los ingresos fiscales futuros. Además, invertir los ingresos actuales en diversificación económica y energías renovables también es una consideración clave para disminuir la dependencia del petróleo en el mediano y el largo plazo, así como utilizar el gas natural como energía de transición.



Dosel de la selva Amazónica, Perú. Rhett A. Butler / Mongabay

2. Introducción

El informe de 2022 del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) advierte que las emisiones de gases de efecto invernadero podrían alcanzar su punto máximo para el año 2025, por lo que es necesario reducir el consumo de combustibles fósiles. Es urgente, por lo tanto, una discusión sobre la transición energética tanto de los países productores como de los consumidores de estos combustibles.

Aunque el Perú es un consumidor neto de combustibles fósiles, el país también produce petróleo, gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN), que son los líquidos asociados al gas natural, como el propano y el butano, entre otros. Un porcentaje significativo de esta producción proviene de la Amazonía. En este nuevo contexto, ¿sigue siendo viable, o incluso deseable, la producción de hidrocarburos en estos territorios?

Aunque las preocupaciones ambientales muestran claramente la necesidad de una transición energética global, los altos precios de los combustibles fósiles debido a eventos globales como el impacto de la guerra en Ucrania, actúan como un desincentivo o una barrera en los países productores.

A partir de un análisis del contexto nacional y mundial, en este reporte buscamos contribuir al debate sobre la sostenibilidad de la extracción de hidrocarburos en la Amazonía peruana. Otras organizaciones han estudiado y resaltado los peligros de la extracción de hidrocarburos en este bioma desde el punto de vista de los impactos ambientales que generan las actividades de exploración y explotación, además de los derrames de petróleo¹ y los impactos en las poblaciones indígenas. Por lo tanto, aquí nos centraremos en la viabilidad económica de los lotes de hidrocarburos en la Amazonía.

1 Algunos ejemplos recientes: Mongabay, "Derrame de más de tres mil barriles de petróleo afecta a por lo menos 30 comunidades indígenas en la Amazonía de Perú", enero de 2023, disponible en: es.mongabay.com/2023/01/derrame-de-petroleo-afecta-a-por-lo-menos-30-comunidades-indigenas-en-la-amazonia-de-peru/; Oxfam, "La sombra del petróleo", agosto de 2020, disponible en: peru.oxfam.org/latest/policy-paper/la-sombra-del-petroleo; Barbara Fraser, "Huellas de petróleo en la Amazonía peruana: los derrames de petróleo desatan una cascada de consecuencias", disponible en: www.latimes.com/espanol/internacional/articulo/2022-08-01/huellas-del-petroleo-en-la-amazonia-peruana-los-derrames-de-petroleo-desatan-una-cascada-de-consecuencias

La viabilidad de la extracción de petróleo en la Amazonía se analizará considerando distintos elementos, como la comparación de los costos de producción con escenarios de precios internacionales futuros del petróleo. El contexto nacional introduce dos variables adicionales al análisis de la viabilidad de la extracción de petróleo de la Amazonía: (i) la demanda de petróleo de la nueva refinería de Talara y (ii) la seguridad energética, sobre todo en lo relacionado con el acceso a combustibles con un precio más bajo que el actual. El contexto internacional de transición energética global es también un determinante de la viabilidad. A pesar de que la intensidad y la velocidad con las que se dará esta transición sean inciertas, este cambio debe ser una consideración constante del análisis.

Asimismo, presentaremos una mirada enfocada en los ingresos fiscales generados por los lotes actualmente en producción en la Amazonía y, por lo tanto, cuál podría ser el impacto fiscal en los gobiernos subnacionales si se dejara de extraer petróleo de esta zona.

3. Hidrocarburos en el Perú

3.1 Relevancia económica y ubicación

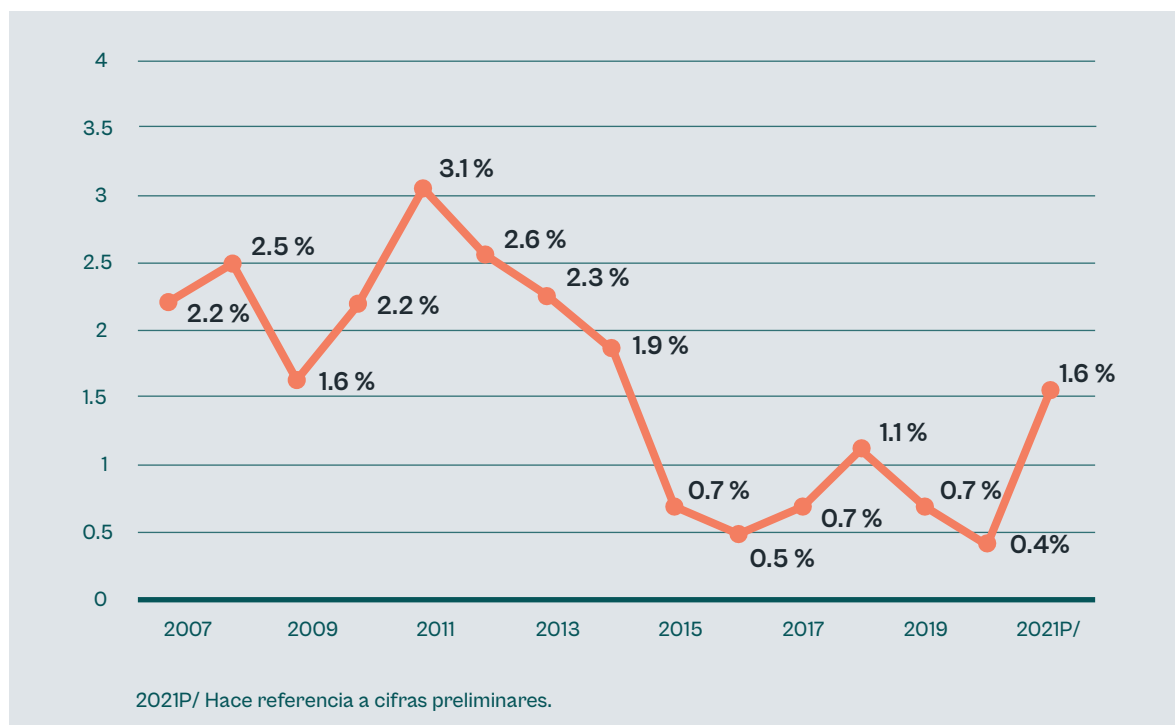
El Perú es un importador neto de petróleo crudo y derivados. En el año 2022, las exportaciones de hidrocarburos representaron USD 4 150 millones (FOB²), mientras que las importaciones de combustibles fueron de USD 12 775 millones³. Pero, aun así, produce petróleo, gas natural y líquidos de gas natural que tienen un impacto notorio en los territorios donde se extraen, concentrados, por un lado, en la costa norte y el zócalo, y, por otro lado, en la Amazonía. Las exportaciones de gas natural en 2021 fueron de USD 1 703 millones (FOB). Para contextualizar el análisis sobre la viabilidad de la extracción de hidrocarburos en la Amazonía peruana de las secciones siguientes, comenzamos con algunos datos generales sobre la producción de hidrocarburos en el Perú.

La producción de hidrocarburos en el Perú tiene actualmente una importancia relativamente baja en la actividad económica del país. Su participación en el producto bruto interno (PBI) total ha sido en promedio 1.6 % entre 2007 y 2021. Desde el año 2015, ha estado por debajo del 1 %, excepto en 2018 y en 2021, cuando se registró una recuperación de la producción después de la paralización del sector en los dos años anteriores. En el mismo periodo, 2007-2021, la participación promedio del sector “agricultura, ganadería, silvicultura” fue del 6.3 %, la del sector “alojamiento y restaurantes” fue del 6.3 %, la del sector minero fue del 9.1 % y la del sector manufactura fue del 14.2 %.

2 FOB es la abreviación del término “free on board”. Se utiliza en el comercio exterior para definir el valor de las exportaciones en el puerto, en el punto en que el comerciante ya no es responsable de los costos de transporte.

3 Ministerio de Energía y Minas. “Balanza comercial de hidrocarburos”, en el *Informe Estadístico Upstream*. Reportes enero-diciembre de 2022. https://www.minem.gob.pe/_estadisticaSector.php?idSector=5&pagina=2

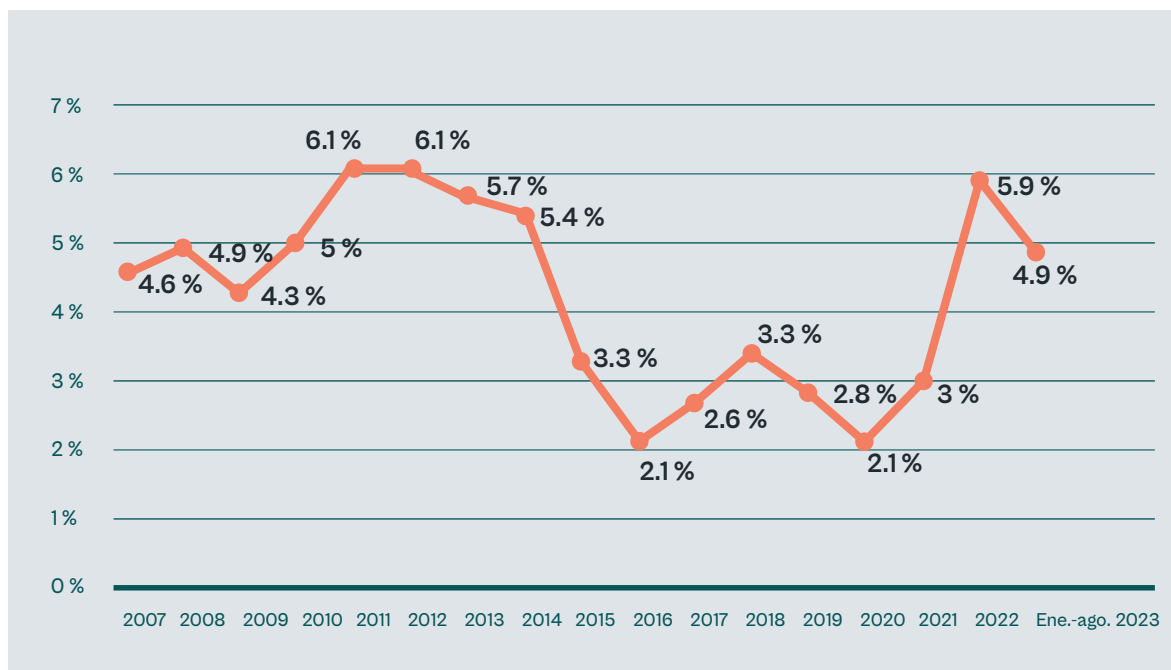
Gráfico 1. Producto bruto interno según actividad económica (a precios corrientes) (nivel 54): participación de “Extracción de petróleo crudo, gas natural y servicios conexos” en el PBI total



Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

Su importancia en términos de ingresos fiscales para el país es un poco más alta, pues llegó a representar el 6 % de los ingresos tributarios del Perú en 2011, año de producción y precios elevados. Esta contribución tuvo una tendencia decreciente desde el año 2014, pero ha comenzado a recuperarse desde 2020. En dicho año, representó otra vez casi un 6 %, pero en 2023, de acuerdo con la tendencia hasta el mes de agosto, se espera que esa participación se reduzca nuevamente.

Gráfico 2. Participación del sector hidrocarburos en los ingresos tributarios recaudados por la Sunat – tributos internos



Fuente: Sunat, *Nota Tributaria*, septiembre de 2023, cuadro A6.

En lo concerniente a la cantidad y ubicación de la extracción de hidrocarburos en el Perú, del país se extraen petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural. La producción de GN y LGN está casi completamente concentrada en la selva sur, específicamente en el proyecto Camisea, ubicado en la provincia de La Convención, departamento del Cusco. La producción de petróleo crudo está distribuida entre el territorio noroeste del país —departamentos de Tumbes y Piura—, así como en la zona del zócalo, *offshore* de la costa norte, y en la selva norte (departamento de Loreto) y la selva central, en menor medida en esta última. El mapa 1 muestra la ubicación georreferenciada de los lotes de hidrocarburos.

Mapa 1. Ubicación de los lotes de hidrocarburos (petróleo, GN y LGN) en fase de producción

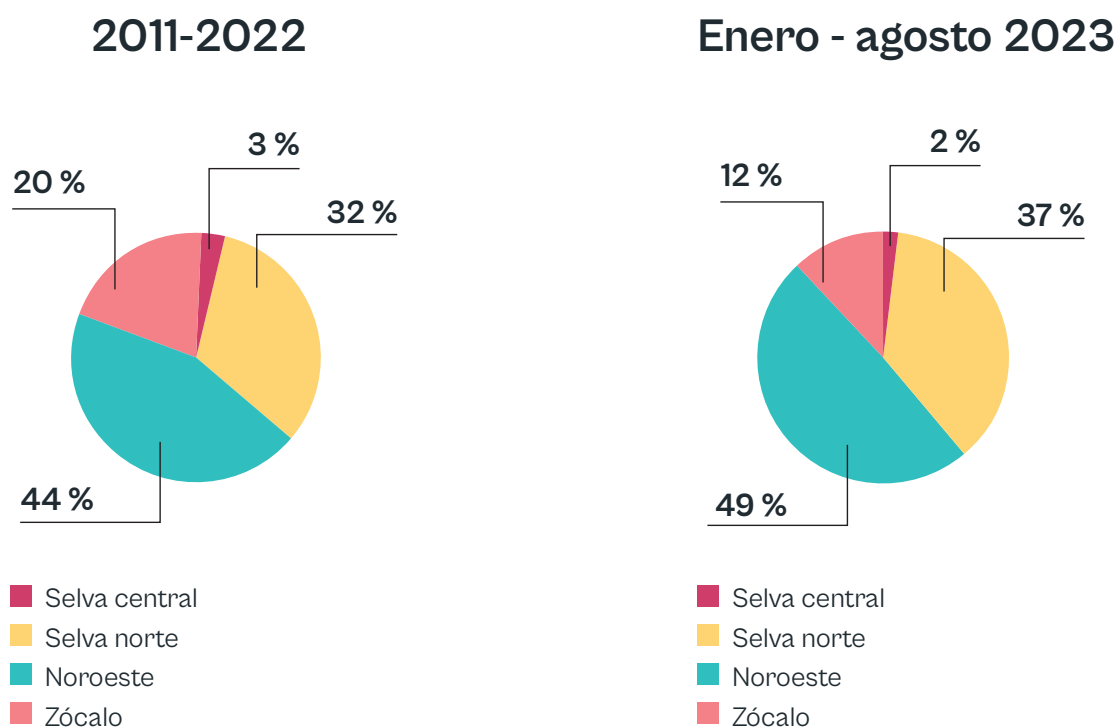


Elaboración propia con base en información de Perupetro 2022, Instituto Geográfico Nacional.

Durante el periodo 2011-2022, la selva (selva norte [Loreto] y selva central [Ucayali y Huánuco]) representó el 35.5 % de la producción agregada total de crudo, mientras que la costa norte (área denominada “noroeste”, que incluye los departamentos de Tumbes y Piura) representó el 44.16 %. Es decir, la importancia de estas dos áreas en términos de la producción total de petróleo crudo en la década pasada fue similar. El zócalo representó el 20.35 % en dicho periodo.

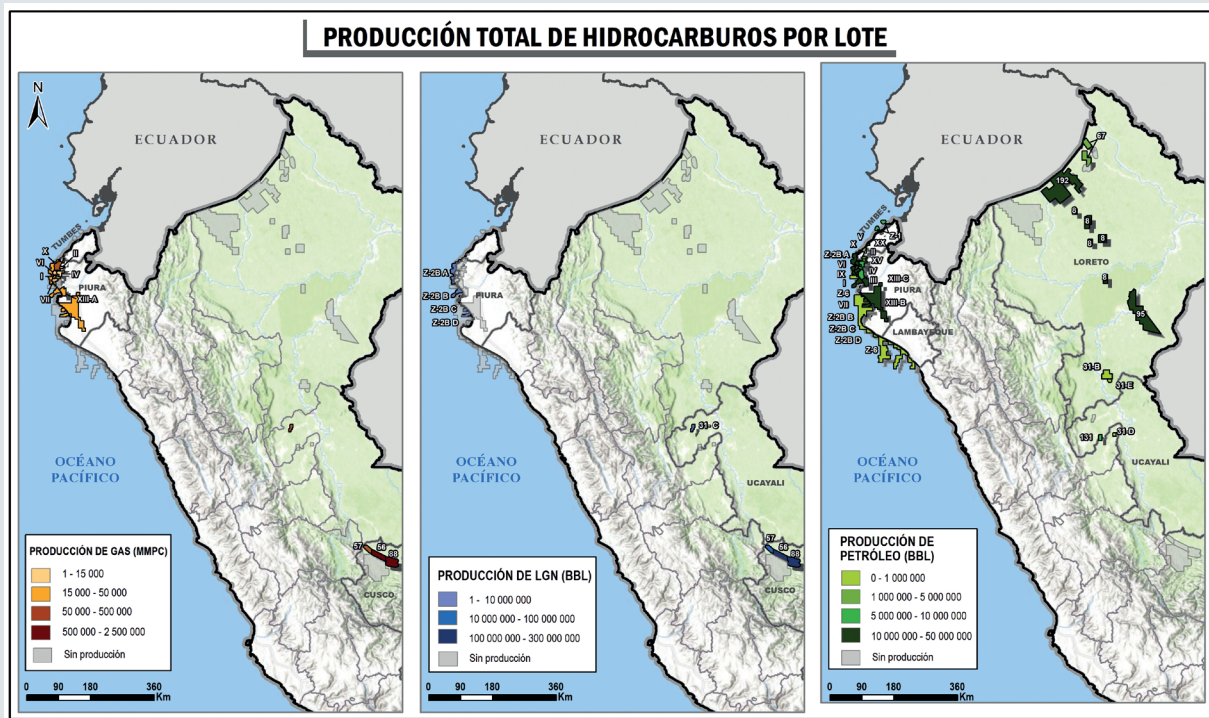
En el año 2023, la paralización de la producción de la mayor parte de los lotes petroleros con contrato vigente de la Amazonía, así como la producción detenida en lotes del zócalo debido a conflictos sociales (Z-6) y a una transferencia de contrato a otros operadores (Z-1), hicieron que la participación del noroeste aumentara, mientras que la del zócalo fuera menor.

Gráfico 3. Distribución de la producción de petróleo en el país, por zona, total del periodo 2011 – agosto de 2023



Fuente: Perupetro. Estadística petrolera anual 2011-2022 y mensual a agosto de 2023.

Mapa 2. Producción de petróleo, GN y LGN por lotes, producción total en el periodo 2011-2021



Elaboración propia con base en información de Perupetro.

Un dato adicional relevante sobre la extracción de petróleo en el país es su calidad, que varía entre las zonas de extracción. La calidad tiene un impacto en los costos de extracción y los precios del petróleo extraído. La tabla 1 muestra la medida de calidad del petróleo crudo relativa a su densidad medida en grados API (American Petroleum Institute). Los crudos con una gravedad o densidad API por encima de 31.1° se consideran ligeros, mientras que son crudos intermedios los que están entre 22.3° y 31.1°. Los crudos pesados están entre 10° y 22.3° y los extrapesados, en menos de 10°⁴.

4 ["API gravity"](#). McKinsey & Company.

Tabla 1. Calidad del petróleo producido por lote, 2022

ZONA	OPERADOR	LOTE	° API (60 °F)
NOROESTE	PETROPERÚ	I (T)	36.61
	PETROMONT	II	31.45
	UNNA	III	35.46
		IV	34.31
		V	37.40
	SAPET	VII / VI	35.04
	UNIPETRO ABC	IX	31.38
	CNPC	X	33.91
	OLYMPIC	XIII	39.04
	PETROMONT	XV	34.32
	PETROMONT	XX	35.44
SELVA	PLUSPETROL NORTE	8(*)	22.83
	FRONTERA	192(*)	18.10
	PETROTAL	95	19.11
	PERENCO	67	14.65
	CEPSA	131	44.81
ZÓCALO	FRONTERA OFF SHORE	Z1(*)	25
	SAVIA	Z2B	36.57

Nota. * Última producción registrada en 2020.

Fuente: Perupetro. Estadística petrolera anual, 2022.

El crudo extraído de los lotes de la selva está por debajo de 22.8°, lo que es considerado crudo pesado, excluyendo al lote 131 de la empresa Cepsa ubicado en la selva central (entre Ucayali y Huánuco), que es crudo ligero. Por otro lado, el crudo de los lotes del zócalo y del noroeste está entre 25 y 39° API, por lo que es considerado ligero.

En síntesis, el petróleo crudo está en la costa norte y *offshore* (zócalo), así como en la selva norte y la selva centro, mientras que el GN y los LGN están en la selva sur. Además, en términos de calidad, el petróleo de la selva es un crudo pesado, mientras que el del noroeste y el zócalo se considera ligero.

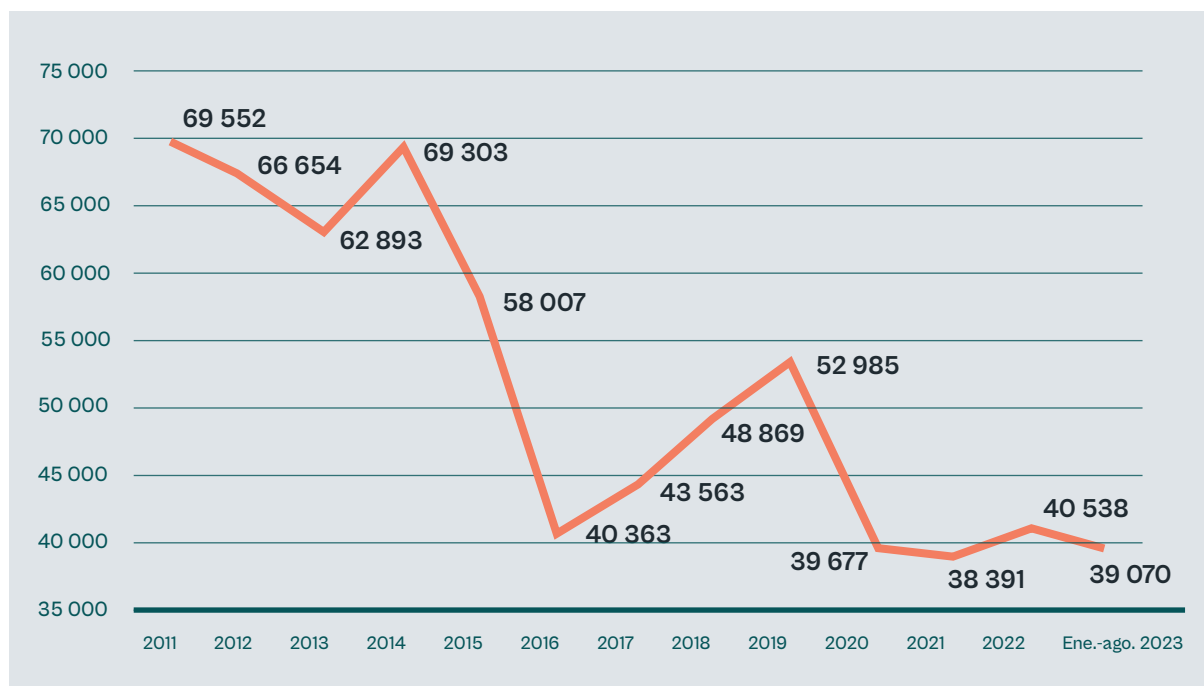
3.2 Tendencias de la producción e inversiones

El año 2020, la pandemia de COVID-19 afectó significativamente al sector hidrocarburos del Perú, cuya producción se paralizó. Su recuperación fue lenta. De hecho, en 2021 continuó la caída en la producción, y solo en 2022 empezó a recuperarse, aunque lentamente. Sin embargo, la crisis de 2020 encontró al sector ya en una situación crítica. Desde el inicio del periodo de análisis, la producción petrolera ha tenido una tendencia decreciente, aunque tuvo un periodo de recuperación entre 2016 y 2019. En 2022, la producción de petróleo también se recuperó en comparación con los años 2020 y 2021, pero aún está lejos del nivel de 2019. Hasta agosto de 2023, la tendencia a la recuperación continúa.



Río Javará en la Amazonía peruana. Rhett A. Butler / Mongabay

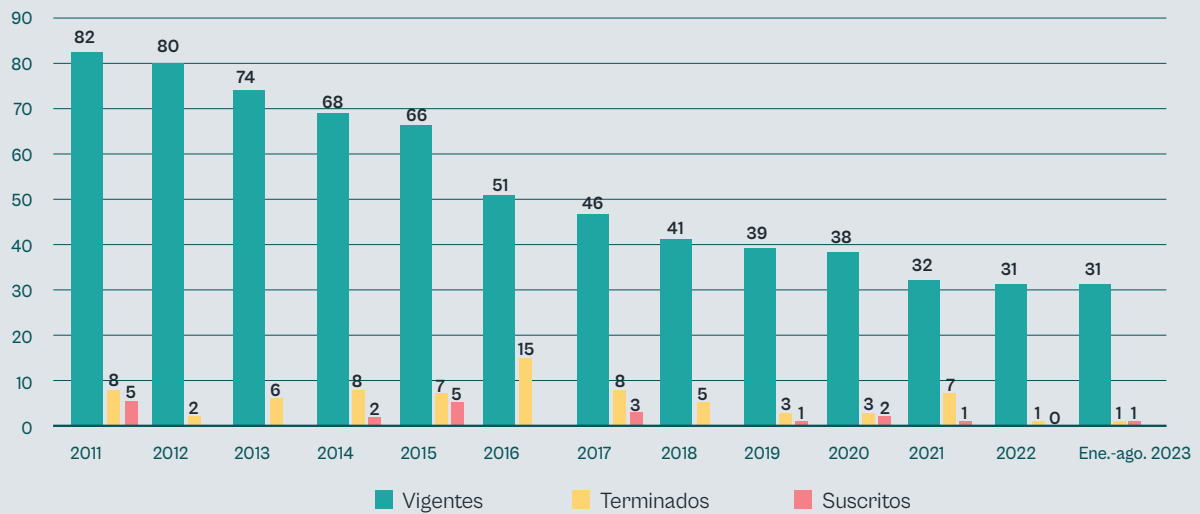
Gráfico 4. Producción de petróleo promedio, total del país, 2011-2023 (en barriles por día)



Fuente: Perupetro. Estadística petrolera. Reporte anual 2022 y reporte mensual de hidrocarburos a agosto de 2023.

Asimismo, y de manera relacionada, el número de contratos vigentes de exploración y explotación ha venido disminuyendo también en el periodo, con muy pocos nuevos contratos suscritos y un número creciente de contratos que han culminado su periodo de vigencia. De 82 contratos en 2011, en 2023 quedan solo 31, y en los últimos cinco años solo se han firmado cinco contratos nuevos, y solo uno en 2023.

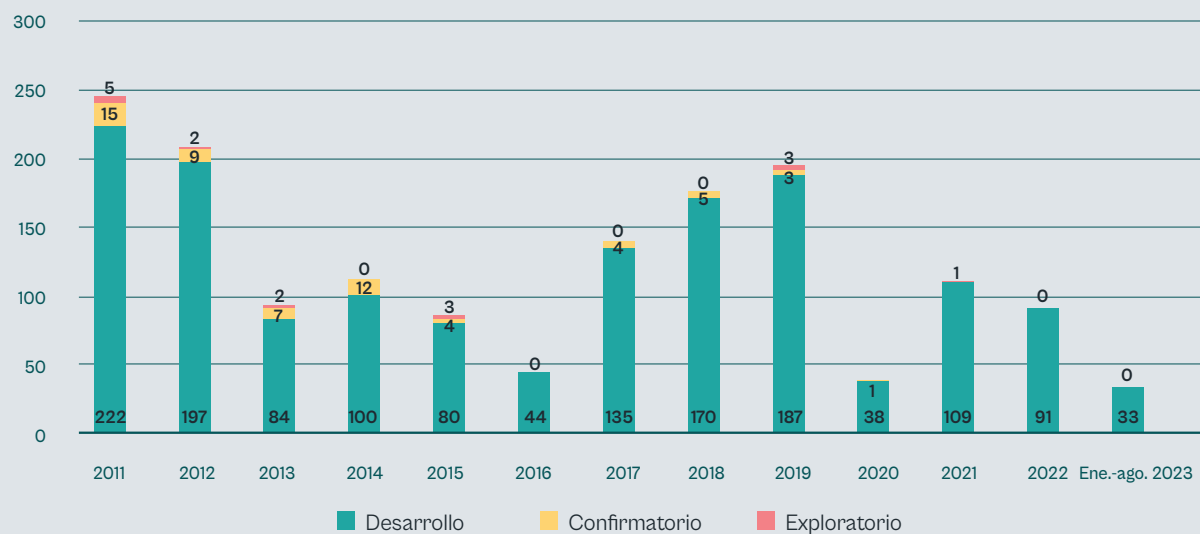
Gráfico 5. Contratos del sector hidrocarburos, periodo 2011-2023



Fuente: Perupetro. Estadística petrolera al 31 de agosto de 2023.

A este panorama se suma la paralización en la actividad de perforación de pozos para la exploración, tanto exploratorios como confirmatorios. Casi todos los pozos perforados se encuentran en lotes ya en desarrollo, mientras que, desde 2016, solo en dos años se perforó algún pozo exploratorio (tres en 2019 y uno en 2021). En todos los demás años, el número de pozos exploratorios perforados fue cero. En este sentido, las perspectivas de abrir nuevas áreas de explotación parecen aún lejanas.

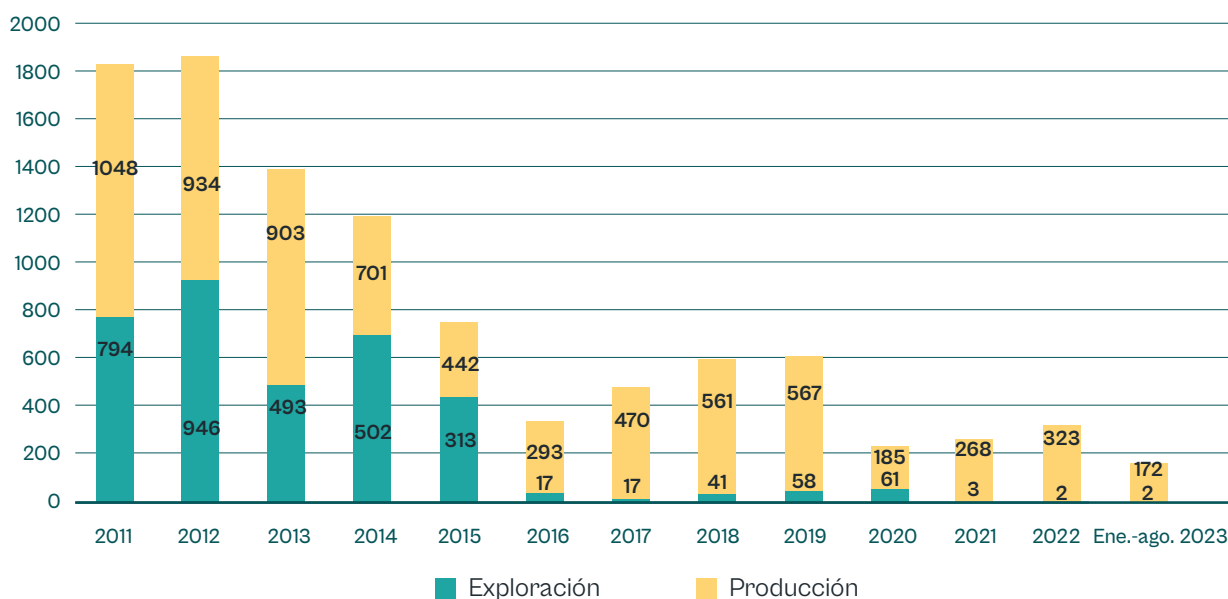
Gráfico 6. Pozos perforados, por tipo, 2011-2023



Fuente: Perupetro. Estadística petrolera al 31 de agosto de 2023.

La inversión en el sector va en la misma dirección, con una tendencia negativa en el periodo. Principalmente en el caso de la inversión en exploración, que ha estado por debajo de USD 61 millones desde 2016, y que fue de solo USD 17 millones en 2017 y USD 3 millones en 2021.

Gráfico 7. Inversión anual en el sector hidrocarburos, en millones de USD



Fuente: Perupetro. Estadística petrolera al 31 de agosto de 2023.

Un dato adicional, algo más coyuntural, pues varias de estas suspensiones ya han sido resueltas, es el número de contratos con obligaciones suspendidas por motivos de fuerza mayor. De los 31 contratos vigentes en agosto de 2023, 7 estaban paralizados. El lote 67 de la Amazonía está paralizado desde febrero de 2022, con interrupciones el año anterior en distintos periodos. Esto sugiere que los problemas del sector van más allá de una falta de inversión y exploración. Hay aspectos sociales y ambientales que aparecen continuamente y no parecen solucionarse.

Tabla 2. Contratos con obligaciones suspendidas por motivos de fuerza mayor, al 31 de agosto de 2023

OPERADOR	LOTE	MOTIVO	FASE
SAVIA	Z6	Aspectos sociales	EXPLOTACIÓN
PETROLERA MONTERRICO	II	Permisos posteriores al estudio ambiental	EXPLOTACIÓN
PETRO BAYOVAR	XXVII	Aspectos sociales	EXPLOTACIÓN
PERENCO	67	Aspectos sociales	EXPLOTACIÓN
PERENCO	39	Aspectos sociales	EXPLOTACIÓN
PETROPERÚ	64	Aspectos sociales	EXPLOTACIÓN
AGUAYTÍA ENERGY	31-C	Aprobación de estudio ambiental	EXPLOTACIÓN

Fuente: Perupetro. Estadística petrolera mensual, agosto de 2023.

En resumen, el panorama actual del sector hidrocarburos, en particular del petróleo, muestra una ligera recuperación respecto a los años de la pandemia, pero aún se encuentra en una situación crítica respecto a una década atrás. En términos de inversión en exploración, esta se encuentra actualmente en su mínima expresión, con conflictos y factores ambientales que detienen la producción de manera temporal o más extendida. Parece difícil, por ende, revertir esta tendencia en el corto y el mediano plazo. En este sentido, consideramos que la apuesta por promocionar o relanzar el sector petrolero en el contexto de una transición energética global no es posible desde el punto de vista económico y podría profundizar conflictos sociales y ambientales, tanto en la Amazonía como en la costa norte del país.

3.3 Reservas y contratos

La información sobre las reservas y los recursos, así como de los contratos de explotación y exploración en vigencia, nos permite analizar las condiciones para la explotación futura de hidrocarburos en el país. Veamos primero las reservas y los recursos.

El *Libro anual de recursos de hidrocarburos*, en su edición más reciente al 31 de diciembre de 2022, publicada por el Ministerio de Energía y Minas en septiembre de 2023, presenta la información relacionada con las reservas y los recursos de petróleo, GN y LGN en el país, de acuerdo con su probabilidad de recuperación. Presenta así la información de reservas probadas, probables y posibles, así como de recursos contingentes y prospectivos. Las reservas probadas “se definen como ese volumen con un 90 % o más de posibilidades de ser producido durante la vida útil del campo”⁵. Las reservas probables tienen una posibilidad de recuperación de más del 50 %, y luego están las reservas posibles, con por lo menos un 10 % de probabilidades de ser recuperadas. Los recursos contingentes y prospectivos son más inciertos, pues son de proyectos considerados aún insuficientemente maduros (los contingentes), o son recursos potenciales, pero aún no descubiertos⁶.

Para el análisis de este reporte, nos interesa saber dónde están estas reservas, además de su cantidad, con el objetivo de determinar si existe verdaderamente un potencial para explotar en el futuro en la Amazonía en comparación con las otras áreas del país.

Lo que nos muestran los datos es que, en primer lugar, observando solo las reservas probadas, existen reservas mayores que la producción que se registró en el periodo 2011-2021. Específicamente para el caso del petróleo, al 31 de diciembre de 2022,

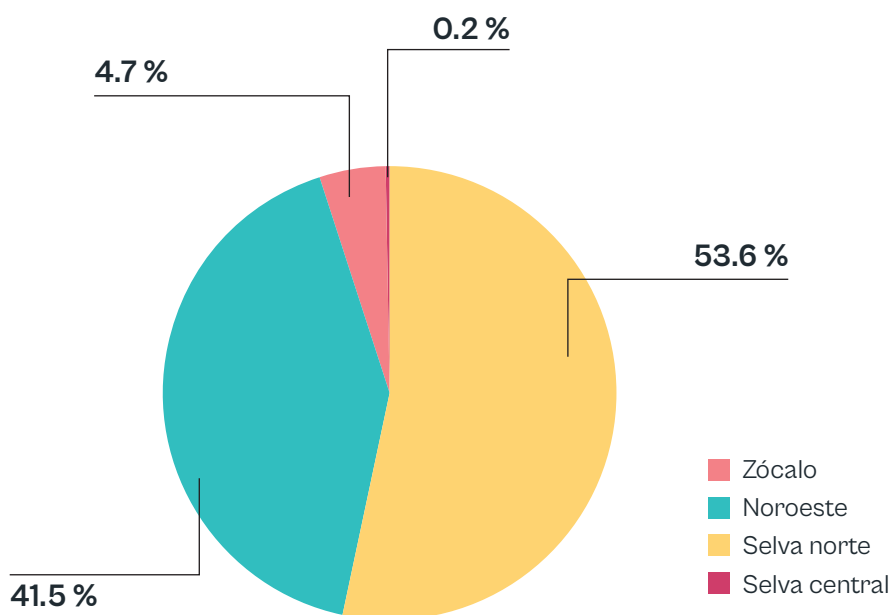
5 [BP Stats Review 2021. Oil \(and/or gas\) reserve definitions](#). BP.

6 *Libro anual de recursos de hidrocarburos 2022*, “Definiciones”, p. 10.

las reservas probadas son de 242 millones de barriles, y esto representa 1.1 veces la producción del periodo mencionado. En el caso del gas natural, las reservas probadas totales son de 8.4 trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés), que es 1.7 veces más grande que la producción en el periodo 2011-2021; y las de LGN son 1.1 veces mayores.

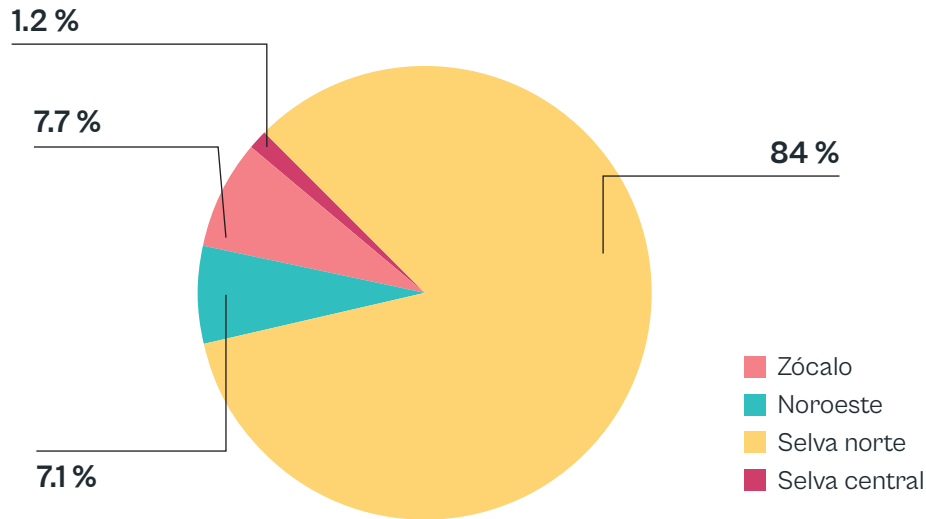
En segundo lugar, sobre su ubicación en el territorio, para el caso del petróleo, es notable la importancia de la selva norte en las reservas y también en los recursos. En términos de reservas probadas, la selva norte concentra el 54 %, mientras que el zócalo y el noroeste juntos representan el 45.7 %. La importancia de las reservas y los recursos de esta zona se mantiene cuando consideramos aquellos con menor certeza de ser recuperados.

Gráfico 8. Reservas probadas de petróleo en fase de explotación, por zona, al 31 de diciembre de 2022



Fuente: *Libro anual de recursos de hidrocarburos 2022*. Ministerio de Energía y Minas.

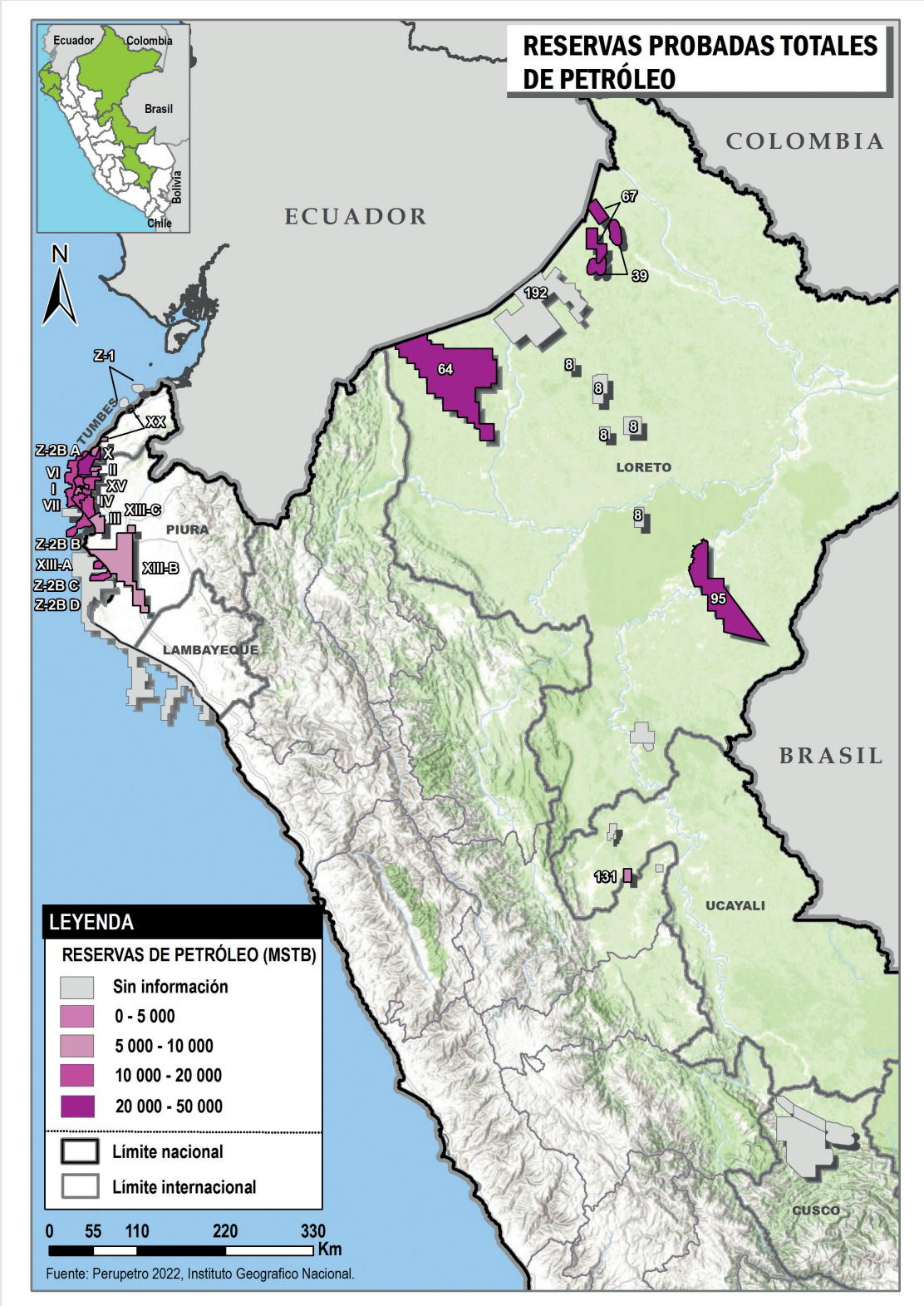
Gráfico 9. Recursos contingentes (2C) de petróleo, por zona, al 31 de diciembre de 2022



Fuente: *Libro anual de recursos de hidrocarburos 2022*. Ministerio de Energía y Minas.

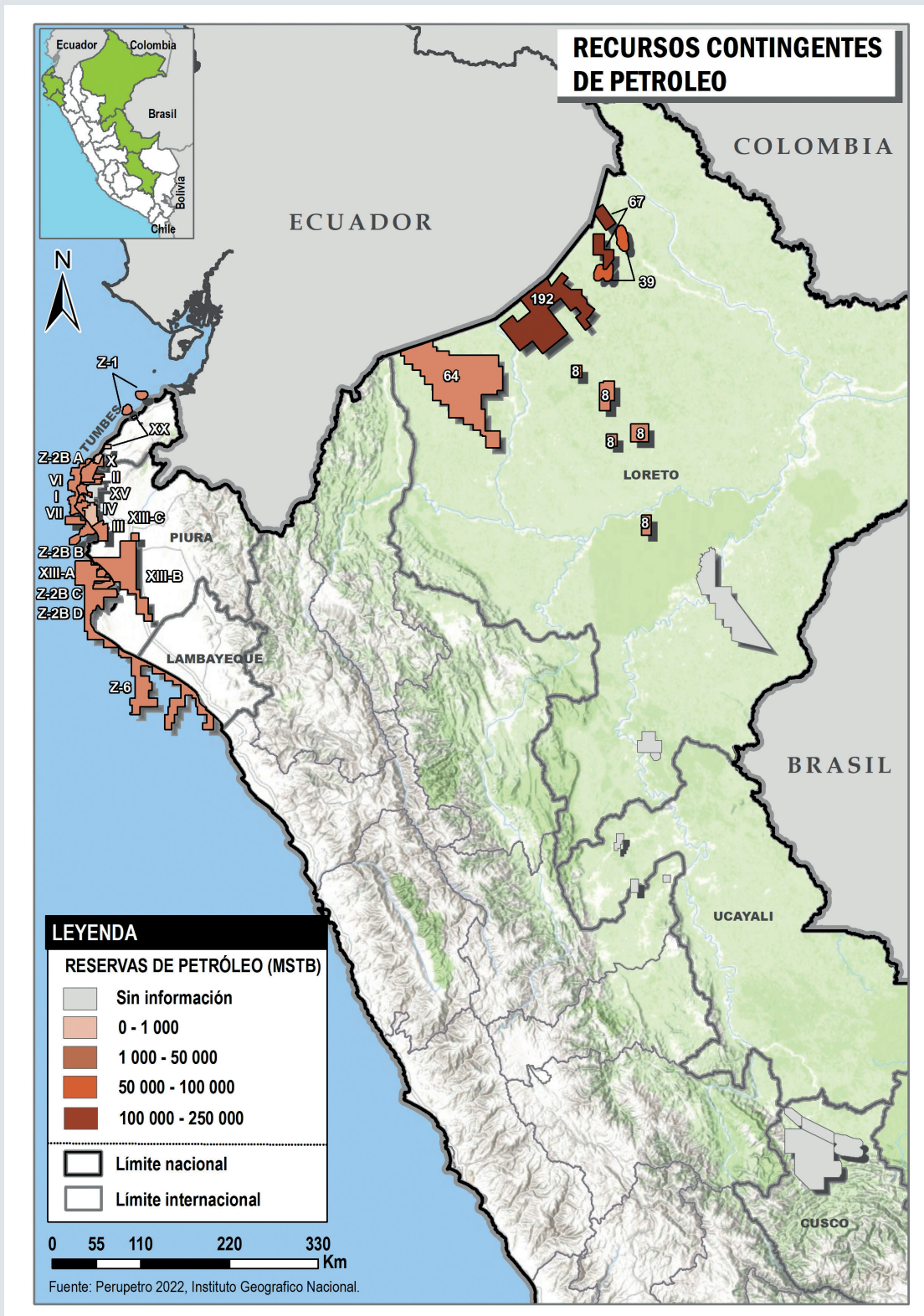
Considerando los recursos contingentes (2C), los lotes 192 y 67 son los que tienen más recursos contingentes de la selva: 207 144 miles de barriles de petróleo estándar (MSTB) en el lote 192 y 128 735 MSTB en el lote 67.

Mapa 3. Niveles de reservas probadas, probables y posibles de petróleo (agregado), por lotes.



Elaboración propia. Fuente: Perupetro, 2022, Instituto Geográfico Nacional.

Mapa 4. Recursos contingentes de petróleo por lotes



Elaboración propia. Fuente: Perupetro, 2022, Instituto Geográfico Nacional.

Para el caso del GN y LGN, dominan las reservas de la selva sur, específicamente los lotes 56, 57, 58 y 88, todos en el departamento del Cusco, en la zona del proyecto Camisea. Las reservas probadas totales de gas natural del país, al 31 de diciembre de 2022, son de 8.4 TCF. Estas reservas probadas de gas natural durarían 17 años si, a partir de 2023, se continuara con el nivel de producción de 2022. Es decir, durarían hasta el año 2040.

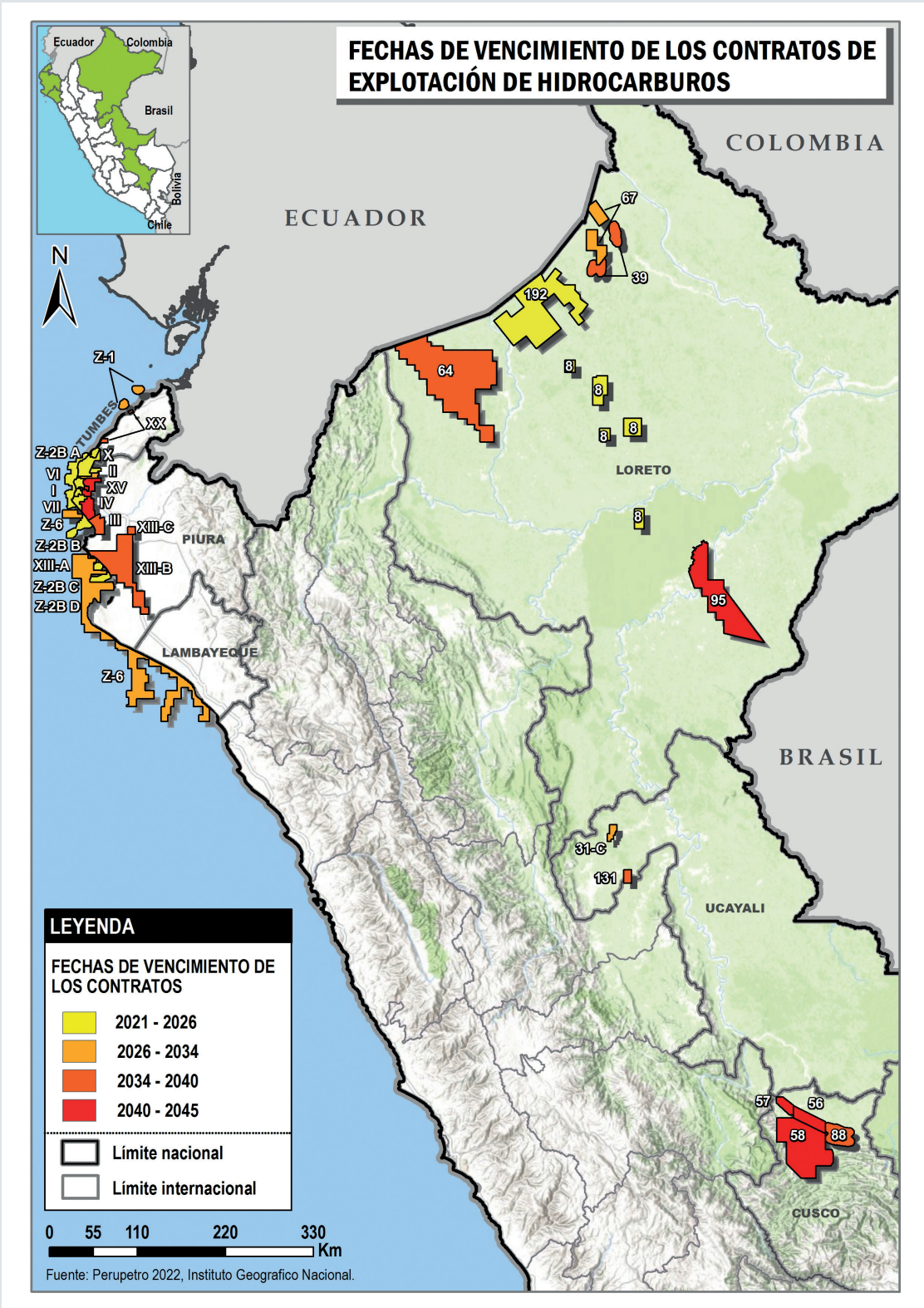
De estas reservas y recursos, ¿cuáles ya están en operación o exploración? Aquí nos interesa resaltar las fechas de vencimiento de los contratos de explotación. Como muestra el mapa 5, hay varios contratos que ya vencieron o están por vencer en los próximos cuatro años. Resaltan varios lotes en el zócalo y el noroeste. Estos son los lotes I, V, VII/VI y Z-2B, todos entre octubre y noviembre de 2023, así como los lotes X (en mayo de 2024) y II (en enero de 2026).

De estos, en octubre de 2023 se reportó que Perupetro aprobó la adjudicación temporal de los lotes I, VI y Z-69 (antes Z-2B) a la estatal Petroperú hasta el año 2025⁷. El lote I ya estaba en manos de Petroperú y desde 2021 se encuentra produciendo petróleo, pero era solo un contrato temporal entre 2021 y 2023, que se volvería a adjudicar a Petroperú a su término.

El lote 192 fue adjudicado a Petroperú en agosto de 2023 y ahora tiene un contrato de explotación hasta el año 2053. El contrato del lote 8 duraba hasta el año 2024, pero la empresa operadora Pluspetrol se disolvió en 2020 y devolvió el lote al Gobierno peruano. Aún no se adjudica este contrato a ningún operador.

7 ["Perupetro aprobó la entrega de los lotes I y VI a Petroperú hasta el año 2025". El Comercio.](#)

Mapa 5. Fechas de vencimiento de los contratos de explotación de hidrocarburos, por rangos de fechas



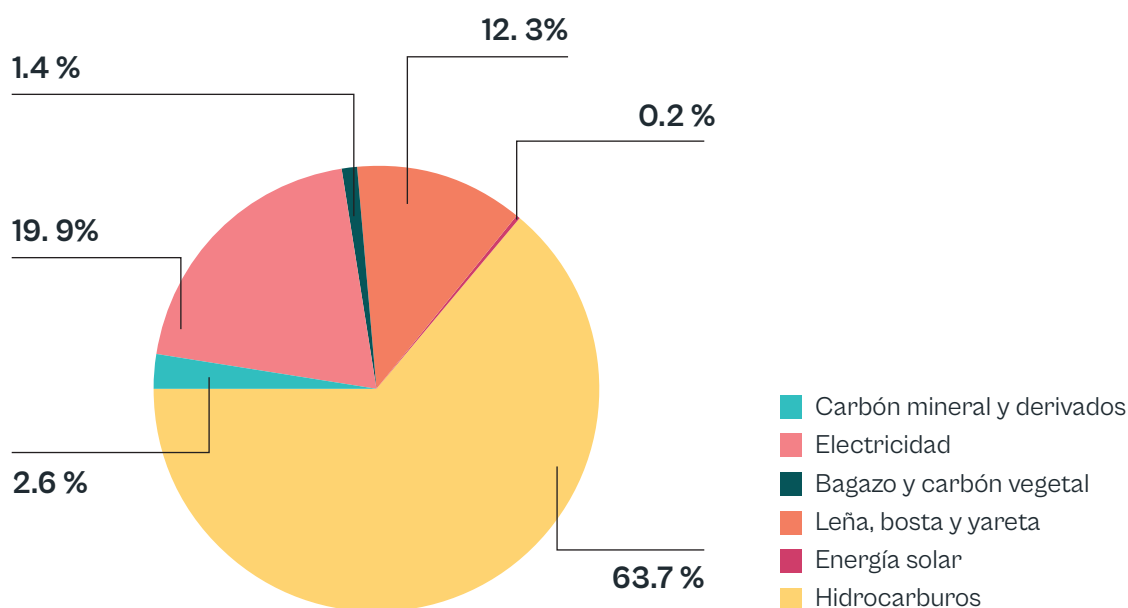
Elaboración propia. Fuente: Perupetro, 2022, Instituto Geográfico Nacional.

3.4 Los hidrocarburos y la matriz energética general

Hemos discutido hasta ahora la producción de hidrocarburos en el Perú y su potencial, pero es importante prestar atención también a la participación de los hidrocarburos en el consumo de energía del país. Aunque no todos los combustibles que se consumen son producidos en el país, este análisis ayuda a entender la importancia de los hidrocarburos desde el punto de vista de la energía que necesita el Perú.

En la matriz energética nacional, los hidrocarburos (en total) suman el 63.7 % del consumo final de energía. Desagregados por tipos, el diésel B5 es el más importante, y constituye el 28 % del consumo final de energía, seguido por el gas natural (gas distribuido), que representa el 11 %.

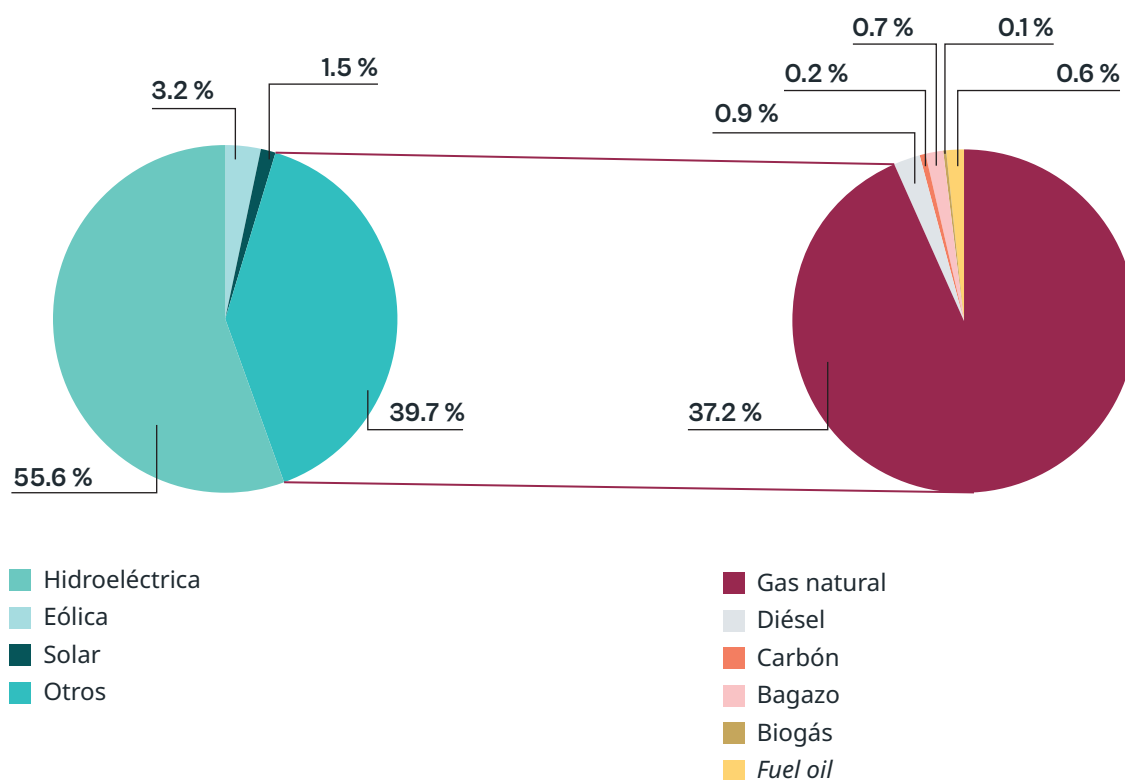
Gráfico 10. Consumo final de energía por fuentes a 2021



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Balance nacional de energía, 2021* (publicado en julio de 2023).

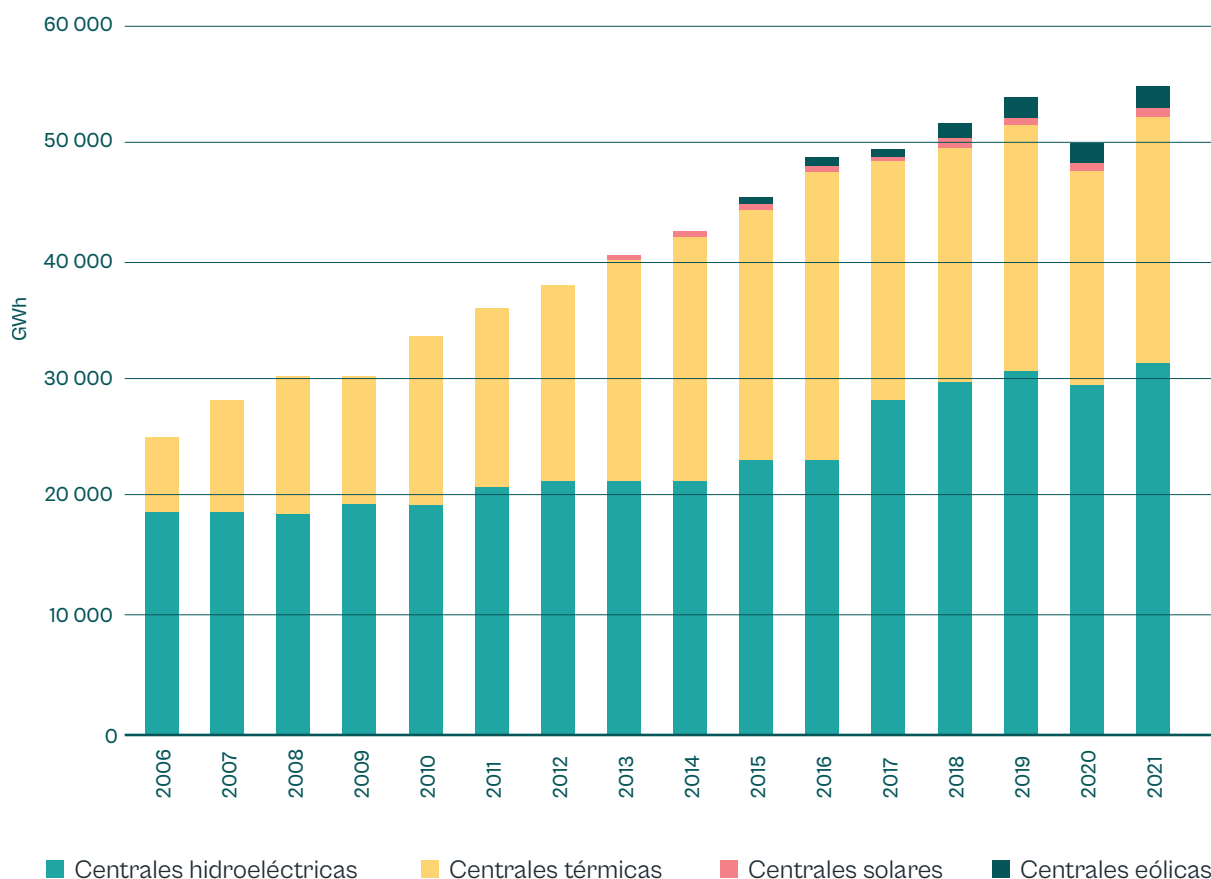
La segunda fuente de energía final más importante es la electricidad. Pero una parte del gas natural también se utiliza para producir esta electricidad. Al 31 de diciembre de 2021 (gráfico 11), la energía eléctrica que se genera en el Perú proviene, sobre todo, de centrales hidroeléctricas (55.6 %). Le sigue la generación por termoeléctricas. Y, de esta electricidad térmica, casi toda (94 %) se produce con gas natural. Es interesante además que, desde el año 2004, la importancia de la generación de electricidad por termoeléctricas ha crecido rápidamente, aprovechando la producción de gas natural del proyecto Camisea (gráfico 12). La generación de electricidad de centrales eólicas y solares comenzó a aparecer en 2016, pero sigue siendo minoritaria.

Gráfico 11. Participación de tecnologías y fuentes para la producción de electricidad a nivel nacional



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Balance nacional de energía, 2021* (publicado en julio de 2023).

Gráfico 12. Evolución de la producción de electricidad para el mercado eléctrico nacional, por tipos de centrales (GWh)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Balance nacional de energía, 2021* (publicado en julio de 2023).

Es notable (véase el gráfico 12) el rápido crecimiento de la importancia del gas natural para la generación de electricidad en el Perú. Hace menos de dos décadas, en el año 2006, nuestra electricidad provenía principalmente de las hidroeléctricas, es decir, de una fuente renovable; para el año 2021 (dato más reciente), nuestra electricidad se ha vuelto cada vez menos renovable. Casi el 40 % de nuestra electricidad se genera actualmente con gas natural. En este sentido, una consideración importante en la decisión sobre si continuar e incluso ampliar la producción de gas natural en la Amazonía, se relaciona con la creciente importancia del gas natural como fuente de energía directa y como fuente de energía para la generación de electricidad. Un planeamiento energético nacional, por ende, debería considerar y proyectar la

necesidad de gas natural para la generación de electricidad en los años que vienen, con una lógica de transición hacia una generación más renovable. Se debe prestar atención para no volvernos más dependientes del gas natural para la generación de electricidad, que representa casi el 20 % del consumo total de energía a nivel nacional.

3.5 La nueva refinería de Talara

Un elemento adicional, relevante al análisis de la viabilidad de la producción de petróleo en la Amazonía, es la demanda de la nueva refinería de Talara. La modernización de la refinería de Talara ha sido el proyecto principal de la petrolera estatal Petroperú, con una inversión significativa de USD 5538 millones según la información oficial de la estatal⁸, aunque existen reportes de que esta inversión podría haber sido significativamente mayor. Por un lado, durante el año 2022, el Gobierno peruano otorgó préstamos y aprobó la inyección de capital a Petroperú, una parte de la cual se destinó a apoyar el inicio de operaciones de esta refinería⁹. Por otro lado, aunque existen estimaciones que apuntan a entre USD 6000 y 7000 millones como inversión real, estas corresponden a analistas y no han sido confirmadas por datos oficiales¹⁰. La inversión permitirá que la refinería, que tiene hoy una capacidad de refinación de 65 000 barriles diarios, produzca 95 000 barriles diarios, que, además, serían combustibles con menor contenido de azufre que los producidos actualmente¹¹.

La refinería se inauguró en abril de 2022¹², y recién en agosto de 2023 se anunció que ya estaba operando al 100 %¹³. Sin embargo, Petroperú informó que la carga máxima de procesamiento de combustibles, de 95 000 barriles diarios, se alcanzará en el cuarto trimestre de 2023. Para septiembre de 2023, también inició la producción y despacho de GLP¹⁴.

8 Cifra oficial citada por Petroperú en el sitio web de la refinería de Talara, sección “¿Qué es el proyecto?”.

www.refineriatalara.com/la-refineria/

9 “MEF otorga préstamo por US\$ 750 millones a Petroperú para garantizar abastecimiento de combustibles”. *La República* (larepublica.pe).

Luego, en octubre, el Gobierno hizo un aporte de capital de USD 1000 millones.

“Salvavidas a Petroperú por US\$1,000 millones provoca dudas y críticas” (dipromin.com).

Este aporte de capital permite a Petroperú cubrir sus operaciones en general, lo que incluye el pago de deudas pendientes relacionadas con la refinería de Talara en el contexto de su entrada en operación. Pero no se define cuánto de ese monto, de manera que aún no se puede asegurar ni sumar ese monto a la inversión total declarada. En los estados financieros del próximo año se podría tener más claridad sobre en qué se invirtió este dinero y cuánto de él se destinó a la refinería de Talara.

10 Dos ejemplos son: Manuel Romero Caro, “Las mentiras de Petroperú”, gestion.pe/blog/atalayaeconomica/2022/04/las-mentiras-de-petroperu.html?ref=gesr; y José Quesada Seminario, www.linkedin.com/posts/josequesadaseminario/reingenieria-gesti%C3%B3n-petroperu-activity-6922987263605772288-LyLm

11 www.refineriatalara.com/la-refineria/

12 “Pedro Castillo inauguró la modernizada refinería de Talara, ‘una de las más caras del mundo’”. *Infobae*.

13 “Petroperú: Refinería de Talara ya opera al 100%”. *RPP*.

14 “Nueva Refinería Talara de Petroperú inicia despacho de GLP”. RefineriaTalara.com

Un aspecto resaltado como un beneficio de la refinería es que permitirá que Petroperú obtenga un mayor margen de ganancia por barril de petróleo, y eso se podría traducir en menores precios de los combustibles para los consumidores finales. En enero de 2023, el margen obtenido fue de más de USD 30 por barril, tres veces más de lo que se obtenía en 2019¹⁵. Este debate es relevante en un contexto de altos precios de los combustibles en el país. El precio promedio de la gasolina en el Perú está entre los más elevados en la región latinoamericana, después de Uruguay, Chile, México y El Salvador¹⁶.

Es incierto, sin embargo, cuánto podría impactar la mayor competitividad de precios de combustibles producidos en la refinería en los precios para el consumidor final, pues, como afirmaron los funcionarios de Petroperú como reacción a la comparación de precios, dicha empresa no tiene grifos propios¹⁷ y, por ende, son las empresas de abastecimiento de combustibles las que “fijan sus precios de manera libre, tal como lo indica el marco legal vigente”¹⁸.

Esto por el lado de los impactos de la puesta en operación de la refinería. Pero el debate sobre esta también se ha centrado en la “necesidad” de relanzar la producción de los lotes de la Amazonía para hacer viable la refinería. Ante la posibilidad de que se compre petróleo crudo pesado de Ecuador para refinar en Talara, el cuestionamiento de algunos, como el Instituto Peruano de Ingenieros de Gas y Petróleo¹⁹, fue que se habría hecho una gran inversión solo para seguir importando crudo.

¿Maximizar el funcionamiento de la refinería con petróleo producido en el país sería entonces una variable por considerar como parte de la viabilidad económica de la extracción de petróleo en la Amazonía?

Tomando el dato de producción de los lotes 95 y 131, actualmente en producción, junto con aquellos lotes paralizados (192, 8 y 57) en su máximo nivel entre 2011 y 2023, estimamos que se podría llegar a una producción de 48 000 barriles diarios. Es decir, el 51 % de la capacidad potencial de refinación de Talara.

La producción actual del noroeste y el zócalo, en agosto de 2023, sumó 24 600 barriles diarios. Si sumamos esta cifra a los 48 000 barriles diarios que potencialmente podría producir la Amazonía si se reactivaran los lotes actualmente paralizados, llegaríamos al 76.4 % de la capacidad potencial de refinación de Talara.

15 [“Combustible bajo en azufre ya sale de refinería de Talara”](#). *La República*.

16 [“Precio de gasolina en Latinoamérica: ¿en qué país está más costosa actualmente?”](#). *W Radio Colombia*.

17 [Sitio web de Petroperú. En su sección “¿Qué hacemos?”, dentro del rubro de Comercialización, se detalla que tiene una “Red de estaciones de servicio afiliadas”, pero que “Petroperú S. A. no es propietaria de ningún grifo o estación de servicio”](#).

18 [“Petroperú aclara que ellos no definen los precios del combustible en los grifos”](#). *Infobae*.

19 [“La nueva refinería de Talara sería inviable sin el oleoducto y los lotes de la selva”](#). *Día 1, El Comercio*.

Yendo más allá, considerando la producción más alta que alcanzaron los lotes del noroeste y el zócalo en el periodo de análisis (2011-2023), la cifra llegaría a 48 577 barriles por día. Así, sumando la producción máxima alcanzada en la Amazonía con la del zócalo y el noroeste, la producción del país cubriría la capacidad de refinación de Talara (sumaría 96 562 barriles por día). Nuevamente, esto implicaría recuperar lotes paralizados y maximizar su producción.

Pero, como vimos anteriormente, el petróleo del noroeste y el zócalo es ligero. No existe una cifra oficial de cuánto crudo ligero y cuánto crudo pesado se buscaría procesar. Sobre el tema, en la página oficial de Petroperú solo se menciona que la refinería tendrá “la flexibilidad para procesar crudos livianos y pesados”²⁰, sin precisar la proporción de cada uno.

Entonces, tenemos cuatro elementos en la discusión:

- (1) con el nivel de producción de petróleo de todo el país a agosto de 2023 (37 631 barriles por día) estamos lejos del nivel potencial de refinación de Talara.
- (2) con el nivel máximo potencial de producción de petróleo de todo el país (basado en los máximos del periodo 2011-2023), sí se cubrirían los 95 000 barriles por día, pero esto implica recuperar la producción de lotes con contratos vencidos o que se encuentran paralizados por conflictos sociales y ambientales.
- (3) considerando solo la Amazonía, en el nivel actual, estamos solo en 13 030 barriles por día en agosto de 2023. Un estimado de la producción potencial a la que podríamos llegar si volvieran a producir todos los lotes paralizados actualmente, sería 47 985 barriles por día.
- (4) no sabemos cuánto crudo ligero y cuánto crudo pesado procesaría la refinería de Talara, y, por lo tanto, si podría procesar tanto el crudo ligero del noroeste como el del zócalo, o si la capacidad se refiere sobre todo a crudo pesado como el de la Amazonía.

Pensando solo en la Amazonía, si se pudiera llegar a esa producción potencial estimada, podría ser que la continuación de la extracción de petróleo de la Amazonía sea deseable, con un criterio de soberanía y seguridad energética. Pero ¿cómo llegar a esa producción potencial? ¿Es posible en el mediano plazo? En la sección específica sobre la Amazonía, daremos respuesta a estas interrogantes.

20 [“Nueva Refinería Talara operará con tecnología patentada por licenciantes de Europa y EE. UU.”. Refinería Talara.com.](https://www.refineriatalara.com/)

4. Hidrocarburos en la Amazonía

En la sección anterior, buscamos presentar y analizar el contexto general del sector hidrocarburos en el país, planteando algunas preguntas y adelantando algunas reflexiones acerca de la viabilidad de continuar extrayendo hidrocarburos en general, y petróleo en particular, en los distintos territorios.

En esta sección, analizaremos más en detalle el caso de la Amazonía. El análisis se inicia respondiendo algunas de las preguntas planteadas acerca de qué tan posible es recuperar la producción de la Amazonía, sobre la base de su situación actual, considerando también la demanda que vendrá de la refinería de Talara. Además, mediante un análisis de costos de producción, discutiremos si es viable económicamente, considerando las perspectivas de precios futuros en un contexto de transición energética. Las secciones siguientes buscan ampliar información sobre las implicancias de la extracción de hidrocarburos en la Amazonía. En particular, ¿qué pasaría en términos de los ingresos fiscales que han estado recibiendo los departamentos de la Amazonía por la explotación petrolera y gasífera?

4.1 Situación actual de la producción de petróleo en la Amazonía

Para el caso del petróleo, existen en la Amazonía peruana seis lotes con contratos de explotación vigentes y un lote con contrato de exploración vigente. Aquellos con contratos de explotación son los lotes 192, 67, 39, 64 y 95, en la selva norte (Loreto), así como el lote 131, en la selva central (Ucayali). También existe el lote 8, que estuvo operando hasta el año 2020 pero actualmente no tiene un contrato vigente (se encuentra sin operador y en un proceso arbitral desde abril de 2021), y se está evaluando la negociación directa de su contrato de explotación con un operador nuevo.

Por el lado de la exploración petrolera, el lote con contrato de exploración vigente es el 107, ubicado en las provincias de Puerto Inca, departamento de Huánuco, y Oxapampa, departamento de Pasco.

De los lotes con contrato de explotación vigente, a octubre de 2023, solo dos se encuentran en producción: los lotes 95 y 131. En la tabla 3, presentamos el resumen la situación actual de los lotes petroleros de la Amazonía.

Tabla 3. Lotes petroleros de la Amazonía: situación a agosto de 2023

LOTE	OPERADOR	SITUACIÓN ACTUAL	FUENTES
192	PETROPERÚ	Contrato de licencia con Frontera Energy venció en febrero de 2021, dejando pasivos ambientales sin resolver. En febrero de 2023, se firmó el contrato de licencia de explotación que adjudica el lote 192 a Petroperú. El contrato está vigente por 30 años, hasta octubre de 2053.	larepublica.pe/economia/2022/07/26/ petroperu-gobierno-adjudica-el-100-del-lote-192-a-la-estatal-minem-hidrocarburos-perupetro-mineria
8	SIN OPERADOR	Sin producción. Pluspetrol Norte anunció en diciembre de 2020 su decisión de liquidarse como empresa, forzando la resolución unilateral del contrato que duraba hasta el año 2024. En 2023, se anunció que Perupetro realizaría una negociación directa con Petrotal (operador del lote 95) para que opere también el lote 8; sin embargo, en septiembre de 2023, se anunció que no cumplía con los requisitos de patrimonio neto. Se están considerando otros operadores, como Upland y Cheiron.	larepublica.pe/economia/2023/06/03/ petrotal-se-hara-cargo-del-lote-8-de-loreto-perupetro-isabel-tafur-lote-95-162654 larepublica.pe/economia/2023/09/06/ isabel-tafur-lote-8-petrotal-descalificada-por-no-cumplir-con-patrimonio-neto-perupetro-va-por-upland-cheiron-loreto-361044
67	PERENCO	Paralizado desde febrero de 2023, después de varias interrupciones en 2022 y 2021. En 2022, Perenco anunció que estaría evaluando abandonar el lote 67, junto con el lote 39, debido a que el Gobierno reconoció oficialmente la presencia de grupos de indígenas no contactados. La producción se paralizó debido a la toma del río por el que se transportaba el petróleo por parte de una comunidad indígena de la zona.	dipromin.com/noticias/ mineria/perenco-evalua-dejar-el-peru-al-no-poder-explotar-lotes-39-y-67-por-potencial-reserva-indigena/

LOTE	OPERADOR	SITUACIÓN ACTUAL	FUENTES
95	PETROTAL	Lote de mayor producción en la actualidad en la selva. Se paralizó en marzo de 2022 por conflictos con comunidades, pero retomó actividades tras una mesa de diálogo.	es.mongabay.com/2022/03/lote-95-tension-y-lucha-de-los-pueblos-kukama-en-zona-de-operacion-petrolera-en-peru/
64	PETROPERÚ	Sin producción. Abandonado por GeoPark. Petroperú tiene el contrato de explotación vigente hasta junio de 2039. En octubre de 2023, Petroperú anunció que buscaría un nuevo socio.	gestion.pe/economia/petroperu-asume-en-su-totalidad-la-operacion-del-lote-64-tras-la-salida-de-geopark-nndc-noticia/ gestion.pe/economia/petroperu-la-inversion-de-us1629-millones-que-se-necesita-para-lotes-192-y-64-vendra-solo-de-privados-noticia/?ref=gesr gestion.pe/economia/petroperu-elige-este-mes-a-su-socio-para-operar-lote-64-e-iniciara-su-explotacion-el-2026-noticia/?ref=gesr
39	PERENCO	Sin producción. La empresa India Reliance se retiró y se traspasó a Perenco. Perenco evalúa la salida de este lote junto con el lote 67.	www.rumbominero.com/peru/noticias/hidrocarburos/aprueban-entregar-el-10-por-ciento-del-lote-39-a-favor-de-las-subsidiarias-de-perenco/
131	CEPSA	En producción. Sin interrupción.	
107 (EXPLORACIÓN)	PETROLÍFERA	En exploración. Superposición con áreas naturales protegidas. Actualmente la empresa reporta que se está “trabajando en la Modificación de Estudios de Impacto Ambientales (MEIA) de los proyectos Constitución Sur y Osheki y Kametza, para los cuales se están desarrollando mecanismos de participación ciudadana en las zonas del área de influencia de cada proyecto”.	petrotal.pe/operaciones/lote-107/

Elaboración propia.

Además de los lotes paralizados en la Amazonía, un grupo de lotes petroleros en el noroeste y el zócalo están cerca de su fecha de vencimiento. Estos son los lotes I, V, VI y Z2B, todos entre octubre y noviembre de 2023, así como los lotes X (en mayo de 2024), II (en enero de 2026) y XV (en mayo de 2028).

De estos, en octubre de 2023 se reportó que Perupetro aprobó la adjudicación temporal de los lotes I, VI y Z-69 (antes Z-2B) a la estatal Petroperú hasta el año 2025²¹. El lote I ya estaba en manos de Petroperú y se encuentra produciendo petróleo desde 2021, gracias a un contrato temporal entre 2021 y 2023, que se volvería a adjudicar a Petroperú a su término.

En los próximos cinco años, también vencerán los contratos de los lotes X (en mayo de 2024), II (en enero de 2026) y XV (en mayo de 2028). Esto genera más incertidumbre sobre el futuro del sector y sobre posibles interrupciones temporales de la producción.

Tanto para los lotes 192 y 64 de la Amazonía actualmente en manos de Petroperú, como para los del noroeste y el zócalo, la estatal petrolera está tomando pasos concretos para retomar la producción, entrando al *upstream* junto con socios estratégicos²². Es decir, Petroperú podría ser el responsable de liderar el relanzamiento o por lo menos la continuidad de la producción petrolera del país. ¿Es esto viable en un contexto de fragilidad financiera de la estatal petrolera?

El anuncio de la aprobación de adjudicar los lotes I, VI y Z-69 a Petroperú se dio luego de un intento de censura del ministro de Energía y Minas en septiembre de 2023²³. Una de las razones citadas para su censura fue su iniciativa para promover un mayor rol de Petroperú, incluida su participación en los lotes del noroeste y el zócalo, a pesar de su situación financiera crítica. La moción de censura fue rechazada²⁴; sin embargo, es notoria una fuerte resistencia de un sector del Congreso al mayor involucramiento de Petroperú en el *upstream* del sector.

Aunque se haya acelerado el proceso de adjudicación de lotes a Petroperú en el noroeste y el zócalo, y la estatal tenga ya el contrato de explotación del lote 192, el relanzamiento de los lotes de la Amazonía tomaría tiempo, pues algunos, como los

21 ["Perupetro aprobó la entrega de los lotes I y VI a Petroperú hasta el año 2025". El Comercio.](#)

22 ["Perupetro espera duplicar la producción de petróleo al 2026". La República.](#)

23 ["Las razones del Congreso para censurar al ministro de Energía y Minas, Óscar Vera". Infobae.](#)

24 ["Congreso rechaza moción de censura a Óscar Vera, ministro de Energía y Minas". Diario Gestión.](#)

lotes 192 y 8, se enfrentan a retos relacionados con impactos ambientales y sociales del pasado. Particularmente urgentes han sido los reportes de pasivos ambientales relacionados con los derrames de petróleo no remediados debido a monitoreo inadecuado y falta de cumplimiento de las normas²⁵.

En síntesis, para el sector petrolero, y específicamente para la producción de petróleo de la Amazonía, parecería haber dos variables contrapuestas en el análisis sobre su viabilidad.

En primer lugar, la demanda de la refinería de Talara será un factor que incrementará el interés en relanzar los lotes paralizados, considerando que de esta manera el país refinará y permitirá el acceso a combustibles más limpios y menos caros. Por otro lado, los pasivos de estos lotes, así como el hecho de que la opción más probable para su relanzamiento sería que Petroperú se involucre en la producción con socios estratégicos aún no identificados, presenta retos significativos y que implican que un relanzamiento tome varios años, mientras el mundo avanza rumbo a la transición energética. Esto último cuestiona la viabilidad de dicha opción.

Volvamos, entonces, a las preguntas planteadas en la sección anterior. Establecimos que toda la producción nacional de petróleo en su nivel máximo cubriría la capacidad de refinación de la refinería de Talara.

Llegar a la producción potencial para suplir la capacidad de la refinería de Talara, tanto en la Amazonía como en el noroeste y el zócalo, implica nuevos contratos de explotación, ya sea con Petroperú o con otros operadores; e inversiones para relanzar la explotación paralizada, en un momento en el que la inversión en el sector ha decrecido de manera importante. Además, en el caso de los lotes 67 y 39, existen también conflictos relacionados con su superposición con territorios indígenas.

Sobre el tema del financiamiento para Petroperú, en 2022 la estatal se enfrentó a una reducción de su calificación crediticia de deudas de largo plazo por parte de Standard and Poor's Global Ratings (en marzo) y Fitch (agosto), obteniendo una calificación de BB+, que es considerada "bonos basura"²⁶, la cual se mantiene a 2023²⁷. Entre los motivos para la calificación en 2023, se mencionan los nuevos retrasos en la entrega de sus estados financieros, su alto apalancamiento, y que se espera que continúe

25 ["Huellas del petróleo en la Amazonía peruana: Los derrames de petróleo desatan una cascada de consecuencias". Los Angeles Times](#); ["Más de 3200 pasivos ambientales generan los hidrocarburos en el Perú". SPDA Actualidad Ambiental.](#)

26 ["Petroperú sufre segunda rebaja de calificación a 'bono basura'". Gestión.](#)

27 ["Análisis Detallado. Petróleos del Perú S.A.". Standard and Poors.](#)

con déficits de caja. Pese a contar con un endeudamiento de esa magnitud, una empresa puede continuar con sus operaciones actuales, pero no es viable impulsar un programa de inversiones ambicioso. Una de las razones es que la presente calificación hace que el crédito implique un costo alto, lo cual seguiría afectando el nivel de deuda de la empresa. Esto significa, por ende, que aumentar la inversión de Petroperú mediante crédito no es viable en el corto plazo.

En este contexto, en septiembre de 2023, el congresista Alejandro Cavero Alva (Avanza País) presentó el Proyecto de Ley 5977/2023-CR, que busca promover la inyección de capital privado a Petroperú. Este modificaría y eliminaría el porcentaje fijado de capital de Petroperú que podría estar en manos de privados, que anteriormente era del 49 % (Ley 30130). Es decir, la venta de acciones podría ser hasta del 100 %, lo que representaría la privatización de Petroperú. Germán Alarco, analista del sector, resaltó que la iniciativa era “inapropiada” e “inoportuna”, pues actualmente, dado que la refinería aún no está operando a su capacidad máxima y sigue con una deuda importante, sus acciones se venderían a un valor muy bajo, lo que generaría pérdidas significativas²⁸. Sin embargo, Alarco señala que “[en] el largo plazo, no estaría mal que el sector privado pueda participar en el patrimonio de la empresa, pero de forma minoritaria como ocurre en Ecopetrol y otras empresas petroleras estatales”²⁹. Con una inyección de capital privado y habiendo avanzado en el repago de deudas, sería más viable que Petroperú entre en la explotación de petróleo. Pero esto sería en el mediano o el largo plazo.

Por lo tanto, ante la pregunta: ¿es posible llegar a la producción potencial de petróleo, en la Amazonía y en el país, en el mediano plazo?, consideramos que no lo sería. Tomaría más de una década para que todos los lotes retomen su producción y, más aún, lleguen a su nivel potencial, y, en ese periodo, la transición energética global estaría ya en proceso.

28 [“Rechazan nuevo intento de privatizar Petroperú”](#). *La República*.

29 Ídem nota 28.

4.2 Costos de producción

En esta sección, haremos un análisis microeconómico enfocado en la estructura de costos de cada lote ubicado en esta zona y cómo estos se comparan con las distintas estimaciones de precios internacionales de los hidrocarburos en el corto, el mediano y el largo plazo. Estas estimaciones nos permiten incorporar al análisis la consideración de la transición energética global, pues ellas miran el impacto de la probable caída en la demanda de combustibles fósiles.

Esta comparación es, por lo tanto, solo un elemento de la discusión sobre viabilidad, pues se enfoca en determinar si, a precios futuros, los lotes de la Amazonía cubrirían sus costos, como un criterio mínimo para que las empresas decidan si continuar o detener sus operaciones, así como tomar decisiones sobre inversiones futuras.

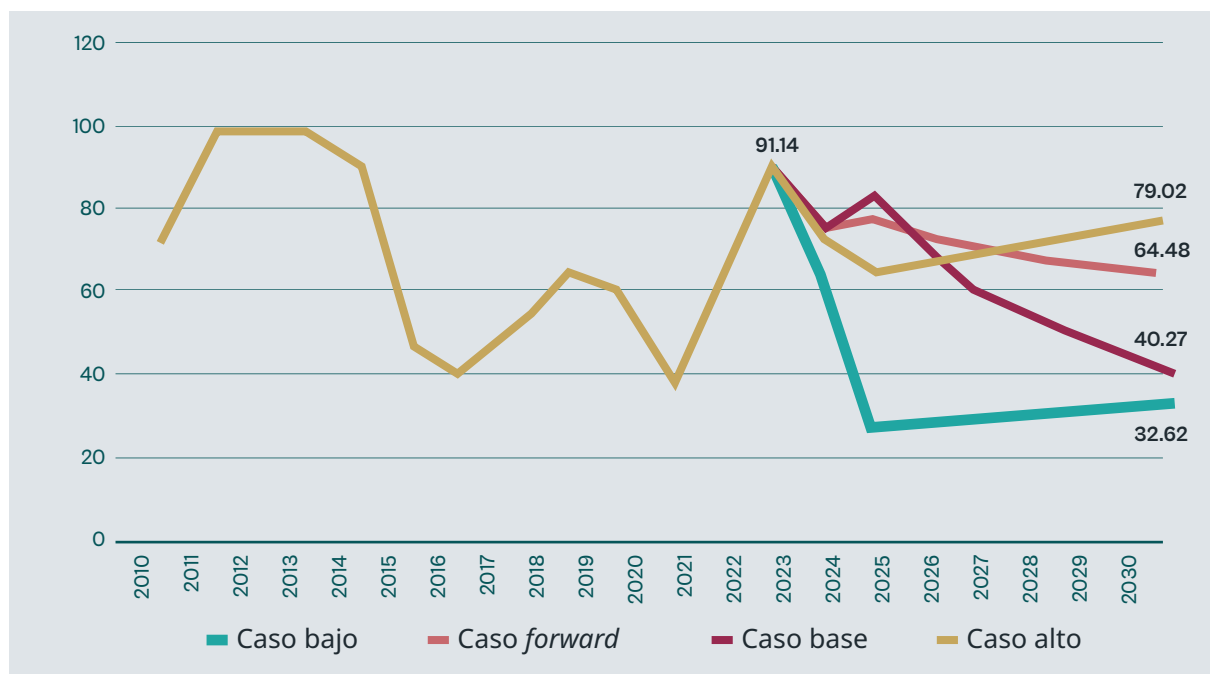
Cabe mencionar la gran incertidumbre que marca las estimaciones y que estas cambian constantemente por elementos de la coyuntura. Así, la guerra en Ucrania llevó a ajustes en las estimaciones de los precios a corto plazo. Sin embargo, a mediano y a largo plazo, los supuestos de precios no han variado, pues se asume que la tendencia hacia un menor consumo de combustibles fósiles se mantiene, a pesar de los hipos generados por crisis coyunturales³⁰.

A continuación, presentamos algunos escenarios elaborados por Rystad y Fitch Ratings. En ambos casos, y en los distintos escenarios preparados por Rystad, luego de una pronunciada subida en el año 2022, los precios comienzan a bajar en 2023, y caen por debajo de los USD 80 por barril de petróleo (USD 76,8 en el caso base). Y, lo que nos interesa aquí, en el largo plazo, la tendencia es hacia una caída del precio del petróleo. Fitch estima un precio de USD 65 por barril, mientras que, en el largo plazo, no se ha cambiado la proyección de 2022, que era de USD 53³¹. Por su parte, las estimaciones de Rystad, en su caso base, proyectan para el año 2030 un precio de USD 40.27, significativamente menor. Ambos coinciden, sin embargo, en considerar una tendencia decreciente del precio del petróleo hacia el año 2030.

30 Un análisis en detalle sobre los impactos para el caso de América Latina se puede revisar en: resourcegovernance.org/sites/default/files/2023-08/guerra-en-ucrania%3A-desaf%C3%ADos-estrat%C3%A9gicos-para-la-gobernanza-extractiva-en-am%C3%A9rica-latina-%286174%29.pdf

31 ["Fitch Ratings Raises its Oil and Gas Price Assumptions"](#). Fitch Ratings.

Gráfico 13. Rystad: escenarios de precios del petróleo al año 2030, USD por barril



Fuente: Rystad Energy. www.rystadenergy.com/ (fecha de consulta: 4 de octubre de 2023). Proyecciones al 28 de septiembre de 2023.

Tabla 4. Fitch Ratings: estimaciones de precios de petróleo y gas, al 28 de septiembre de 2023

Caso base	2022	2023		2024		2025		2026		Long term	
	Actual	Viejo	Nuevo	Viejo	Nuevo	Viejo	Nuevo	Viejo	Nuevo	Viejo	Nuevo
Brent (USD/bbl)	99	80	80	75	75	70	70	65	65	53	53
WTI (USD/bbl)	94.3	75	75	70	70	65	65	60	60	50	50
Henry Hub (USD/MCF)	6.4	3	2.8	3.5	3.25	3	3	2.75	2.75	2.75	2.75

Notas. bbl: barril; MCF: miles de pies cúbicos (*thousand cubic feet*); WTI: West Texas Intermediate.
Fuente: www.fitchratings.com/research/corporate-finance/oil-gas-price-assumptions-28-09-2023

Veamos ahora los costos de producción de los lotes de la Amazonía del Perú. Incluimos tanto los lotes petroleros como los que producen GN y LGN. La información proviene del servicio de información sobre energía de Rystad Energy, y esta se limita a los lotes en operación, pues las empresas declaran su información de costos real. No existen estimaciones de aquellos lotes en fase de exploración o de áreas potenciales. Esta información, sin embargo, sirve como una ilustración de los costos que podrían tener lotes nuevos bajo condiciones similares de ubicación, calidad de crudo extraído, entre otros.

En la tabla 4, presentamos la información de los costos de los lotes en producción para el año 2023, el más reciente disponible en la base de datos. La base de datos de Rystad proporciona tres tipos de costos que son relevantes para el análisis: (i) los costos operativos relacionados con la producción (Production OPEX), (ii) los costos de transporte (Transportation OPEX) y (iii) los costos de ventas, generales y de administración (Selling, General and Administrative – SG&A OPEX). Tomamos la suma de estos tres como un costo total de producción del lote.

Un primer elemento interesante es el alto costo de producción del petróleo comparado con el del GN y el del LGN. Los costos de transporte también son significativos en todos los lotes, excepto en el lote 95. El elemento principal del análisis es, no obstante, el costo total por lote. Nuevamente, los costos totales del GN y el LGN son bajos, y fluctúan entre USD 7 y 11.5 por barril equivalente de petróleo, mientras que los del petróleo crudo están en un rango de entre USD 21 y 31 por barril. Hay una diferencia significativa entre el lote 95, con un costo de USD 21.5 por barril, y todos los demás, que están alrededor de USD 31 por barril.

Considerando que las empresas incluyen un margen de ganancia en su decisión, así como otros gastos de capital (inversiones) y pagos de tributos, estos costos dejan poco margen, con un barril de crudo de entre USD 40 y 50, aproximadamente³².

32 El análisis de la brecha entre los costos de producción frente a las proyecciones de demanda se basa en la metodología de análisis del estudio "Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition" de NRGi, específico para proyectos de empresas estatales petroleras. El estudio está disponible en español en: resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/apuesta-arriesgada-empresas-petroleras-estatales-transicion-energetica

Tabla 5. Estructura de costos de los lotes en producción de la selva del Perú a octubre de 2023. USD por barril

		AÑO 2023			
Zona	Lote	Production OPEX	Transportation OPEX	SG&A OPEX	Total
SELVA NORTE	8	17.71	12.29	1.73	31.73
	67	17.34	12.05	1.72	31.10
	95	12.00	4.81	4.74	21.54
	192	18.00	11.45	1.82	31.27
SELVA CENTRAL	131	17.36	12.04	1.71	31.11
	31-C	1.91	3.78	1.71	7.40
SELVA SUR	56	6.40	0.88	1.72	8.99
	57	6.40	3.21	1.72	11.33
	88	6.38	3.37	1.72	11.47

Fuente: base de datos Rystad UCube. Fecha de consulta: 4 de octubre de 2023.

Observando esta información, ¿sería viable, entonces, una nueva inversión en lotes petroleros con un marco temporal de una década de precios por encima de este nivel?

Desde el punto de vista de costos, consideramos que es viable mantener en producción los lotes 95 y 131 mientras duren sus contratos y sus reservas. En lo concerniente a los lotes 192, 67 y 8, que han estado paralizados, pero aún tienen contratos de explotación, la viabilidad de retomar su producción es cuestionable desde el punto de vista de los costos, considerando las proyecciones de precios a largo plazo. Por otro lado, no consideramos económicamente viable en el largo

plazo apostar por poner en marcha nuevos lotes que no han estado en producción recientemente, como los lotes 64 y 39, y el lote en exploración 107.

El caso del gas natural se debería analizar aparte, considerando si realmente se implementarán las inversiones para un gasoducto en el sur del país, y la utilización del gas natural como energía de transición. Este último punto se relaciona también con un planeamiento energético que permita definir las condiciones de esta transición, promocionando al mismo tiempo la generación y el consumo de energías renovables.

4.3 Impacto fiscal

Aunque los hidrocarburos tienen una importancia limitada como porcentaje del total de los ingresos fiscales nacionales, el panorama es diferente a nivel subnacional, para los gobiernos regionales y municipalidades. Esto se debe a que estos reciben una parte de las regalías y del impuesto a la renta pagado por las empresas petroleras y gasíferas que operan en su territorio. A este mecanismo de distribución de los ingresos fiscales generados por la extracción de hidrocarburos se lo denomina “canon y sobrecanon petrolero” para el caso del petróleo y “canon gasífero” para el caso del gas natural. El canon no es, por lo tanto, un pago adicional que hacen las empresas, sino las reglas que definen cómo los gobiernos subnacionales participan o reciben una parte de lo que las empresas pagan a cambio de la extracción.

Las reglas que gobiernan el canon y sobrecanon petrolero son distintas a aquellas del canon gasífero. Además, las reglas del canon petrolero son distintas entre los distintos departamentos donde existe producción petrolera. Esto se debe a que, en el caso del petróleo, el canon se creó para cada departamento en distintos momentos entre finales de la década de 1970 y la de 1980, comenzando por una ley específica para Loreto. El canon gasífero, por otro lado, se creó junto con la ley general de canon que se aplica a otros sectores como el minero: la Ley de Canon 27506 del año 2001³³.

33 Para más detalles sobre la evolución de la legislación del canon y sobrecanon petrolero y el canon gasífero, véase: Propuesta Ciudadana. *Lo que debemos saber acerca del canon, sobrecanon y regalías petroleras y gasíferas*. Disponible en: propuestaciudadana.org.pe/sites/default/files/publicaciones/archivos/Encarte%20Hidrocarburos%20FINAL%20WEB.pdf

Las diferencias se refieren a tres aspectos definidos en las normas sobre el canon:

- la composición del canon (qué ingresos fiscales se distribuyen: regalías, impuesto a la renta, otros),
- qué entidades subnacionales reciben las transferencias y
- cuánto recibe cada entidad (qué porcentaje).

A continuación, resumiremos las distintas reglas enfocándonos en estos tres aspectos.

En primer lugar, sobre la composición del canon, esta es la diferencia más importante. El canon gasífero está compuesto por el 50 % de las regalías y el 50 % del impuesto a la renta pagado por las empresas que extraen gas natural. En el caso del canon y sobrecanon petrolero, este inicialmente estaba compuesto de la siguiente forma: canon = 10 % del valor de la producción de petróleo; y sobrecanon = 2.5 % del valor de la producción petróleo. No incluía el impuesto a la renta que pagaban las empresas petroleras. Sin embargo, en junio de 2011, se aprobó la Ley 29693, que homologaba el canon y sobrecanon petrolero con el canon gasífero, para que el primero incluyera también el 50 % del impuesto a la renta. Actualmente, entonces, el canon y sobrecanon petrolero está compuesto por: el 15 % del valor de la producción del petróleo como canon petrolero y el 3.5 % del valor de la producción como sobrecanon, además del 50 % del impuesto a la renta de las empresas que extraen petróleo y de las empresas que prestan servicios complementarios a la extracción.

Tabla 6. Resumen de la composición del canon gasífero, canon y sobrecanon petrolero

CANON GASÍFERO		CANON PETROLERO	SOBRECANON PETROLERO
50 % de regalías por producción de gas natural	Antes de 2011	12.5 % del valor de la producción de petróleo	2.5 % del valor de la producción
50 % de impuesto a la renta de empresas que producen gas natural	Después de 2011	15 % del valor de la producción	3.75 % del valor de la producción
		50 % del impuesto a la renta de empresas que producen petróleo	

Tanto en el sector petrolero como en el sector gasífero, las regalías que pagan las empresas por la extracción se negocian y definen en cada contrato. Estas regalías son un porcentaje del valor de la producción de los hidrocarburos. Por lo tanto, las empresas pagan sus regalías al Gobierno peruano, que las recauda a través de Perupetro. Del monto que recauda por regalías de cada lote, Perupetro calcula y transfiere lo que corresponde a los departamentos productores por canon y sobre canon, y el resto permanece en el Gobierno central.

En segundo lugar, en lo que respecta a las entidades que reciben las transferencias, en el caso del canon y sobre canon petrolero, las reglas son distintas para cada departamento, pero, en general, se incluye a los gobiernos regionales, los gobiernos locales, las universidades nacionales, los institutos superiores tecnológicos y pedagógicos estatales, y el Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana. En el caso del canon gasífero, las entidades que reciben transferencias se definen en la Ley General de Canon, por lo que son iguales que en el caso del canon minero. Estas son: los gobiernos regionales, los gobiernos locales y las universidades nacionales de los departamentos productores.

Por último, sobre el porcentaje que recibe cada entidad subnacional, estos son distintos en el caso del petróleo y del gas. Las tablas 7 y 8 resumen los porcentajes establecidos en el marco legal. Para el canon petrolero, las normas son específicas para cada departamento, mientras que, para el canon gasífero, la distribución se establece en la Ley de Canon, Ley 27506.

Tabla 7. Distribución del canon y sobrecanon petrolero

Entidades que reciben canon y sobrecanon petrolero	LORETO	UCAYALI		PIURA	TUMBES	HUÁNUCO PUERTO INCA
	Canon y sobrecanon	Canon	sobrecanon	Canon y sobrecanon	Canon y sobrecanon	Canon
Gobierno regional	52 %	20 %	52 %	20 %	20 %	
Gobiernos locales	40 %	70 %	40 %	70 %	70 %	100 %
- Distrito productor (municipalidad distrital)		10 %				
- Provincia productora (municipalidades provinciales y distritales de la provincia)		20 %		20 %	20 %	
- Departamento productor (municipalidades provinciales y distritales del departamento)		40 %		50 %	50 %	
Universidades nacionales	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	
Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana	3 %	2 %	3 %			
Institutos superiores tecnológicos y pedagógicos estatales		3 %		5 %	5 %	

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas.

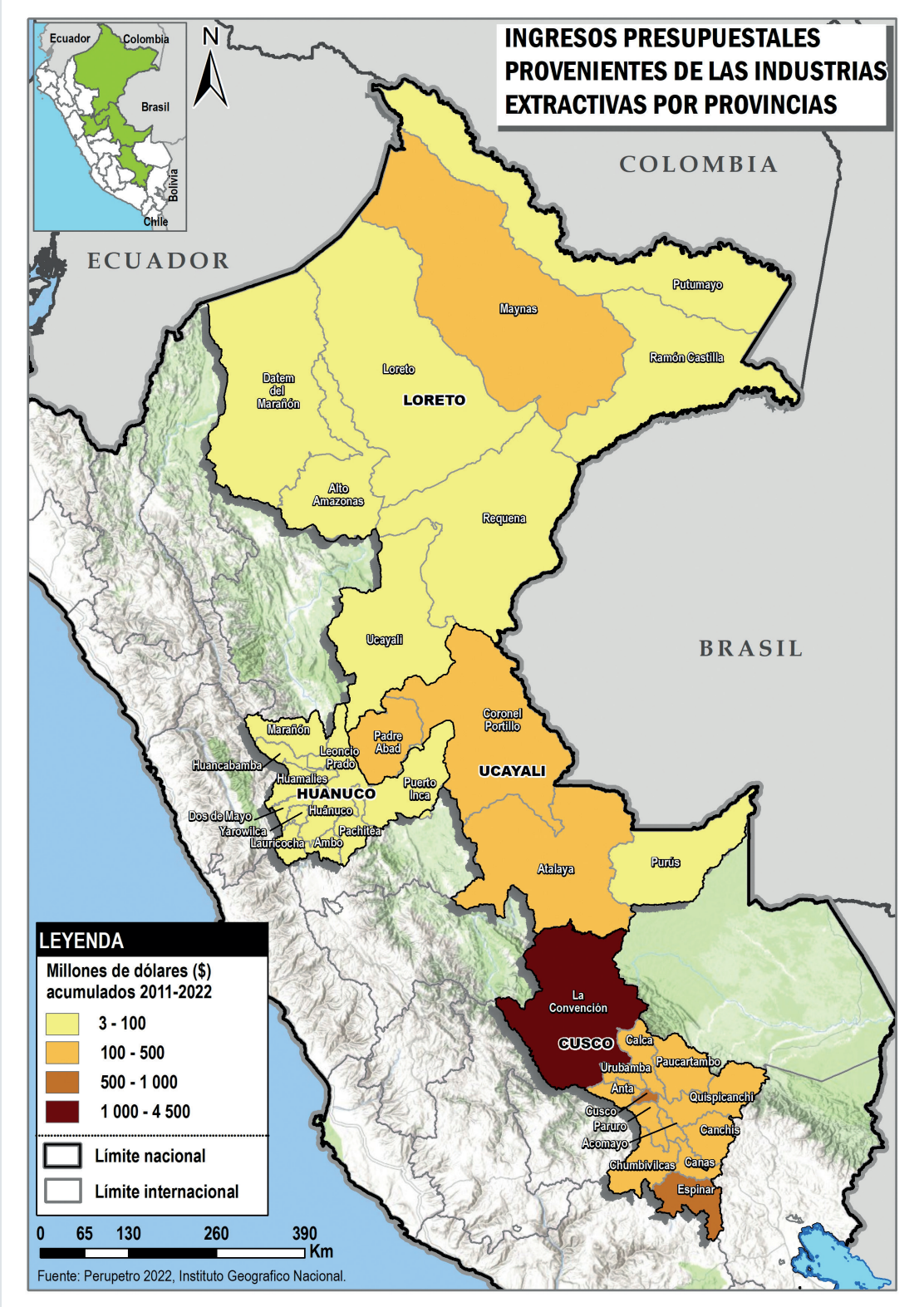
Tabla 8. Distribución del canon gasífero

PORCENTAJE	ENTIDADES SUBNACIONALES QUE RECIBEN CANON GASÍFERO
10 %	Municipios distritales donde se exploten los recursos naturales
25 %	Municipios de la provincia donde se exploten los recursos naturales
40 %	Municipios del departamento donde se exploten los recursos naturales
20 %	Gobierno regional
5 %	Universidad nacional

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas.

Luego de esta breve revisión del marco legal, revisemos las estadísticas de las transferencias que se han realizado a los gobiernos subnacionales tanto en el caso del canon y sobrecanon petrolero como en el del canon gasífero. Veamos primero la evolución a lo largo del tiempo. Esta información nos permite ver dos elementos importantes. Uno de ellos es la concentración de estas transferencias en el departamento del Cusco, donde se produce gas natural en Camisea. Las entidades subnacionales en este departamento, el único que hasta ahora recibe canon gasífero, son significativamente mayores que las de los demás, que reciben canon y sobrecanon petrolero. Le siguen los departamentos de Piura y Loreto. Los demás reciben transferencias más reducidas. Esta concentración en las provincias del Cusco se nota claramente en el mapa 6.

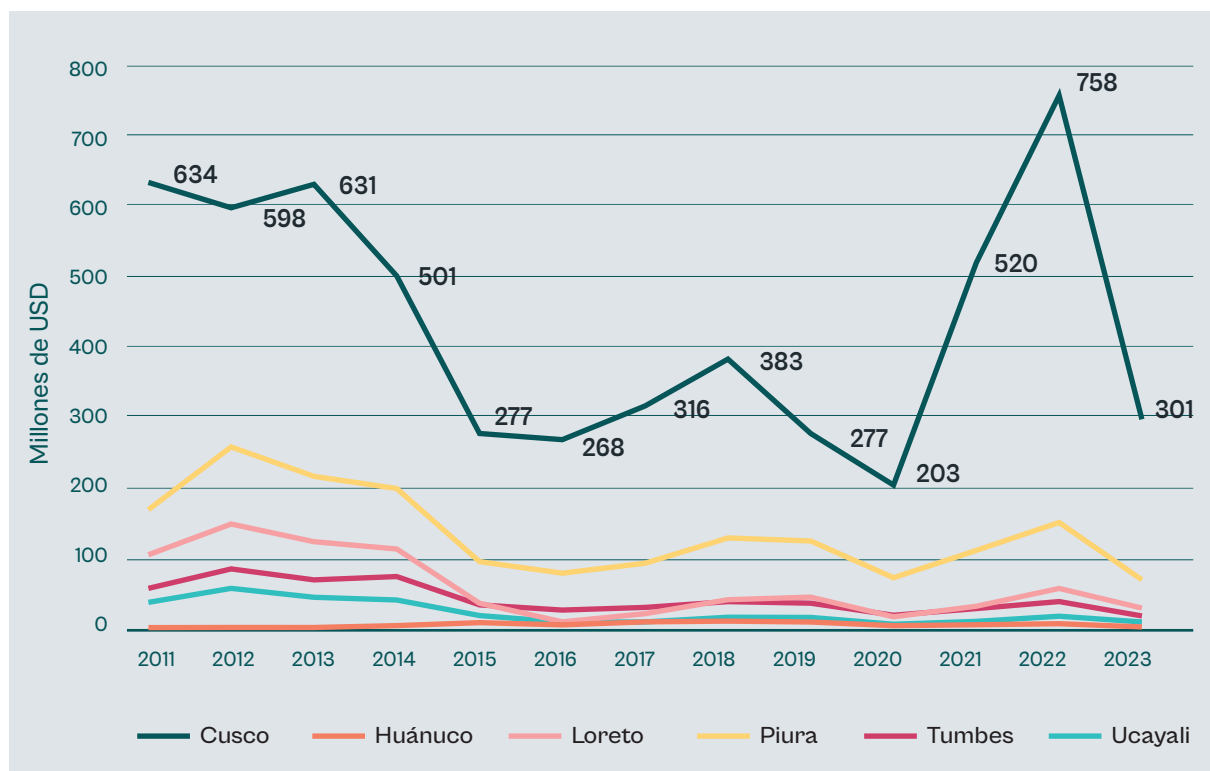
Mapa 6. Ingresos presupuestarios de los gobiernos locales de los departamentos de la Amazonía provenientes de las industrias extractivas (rubro presupuestal 18: canon, sobrecanon, regalías, renta de aduanas y participaciones), por provincia



Elaboración propia. Fuente: Perupetro 2022, Instituto Geográfico Nacional

El segundo elemento que se puede ver es la volatilidad de estas transferencias en la década pasada. Por ejemplo, 2015 fue un año de una caída significativa, al igual que 2020. Esta volatilidad afecta negativamente, y de manera importante, la posibilidad de que los gobiernos subnacionales hagan el planeamiento de sus presupuestos, pues, estos recursos representan una parte importante del total de estos. El año 2022 ha sido uno de recuperación de las transferencias de canon y, en el caso del Cusco, estas llegaron a un nivel récord en el periodo de análisis.

Gráfico 14. Evolución de las transferencias de canon petrolero y gasífero por departamento, 2011-2022 (millones de USD)



Fuente: Perupetro.

El gráfico 15 muestra, en el agregado para el periodo 2011-2021, qué porcentaje del total de ingresos presupuestales por provincias, que incluyen municipalidades provinciales y distritales, representan el canon y sobrecanon petrolero y el canon gasífero. Desde la perspectiva de evaluar si es conveniente la extracción de petróleo de los departamentos de la Amazonía peruana, nos concentramos ahora en aquellos

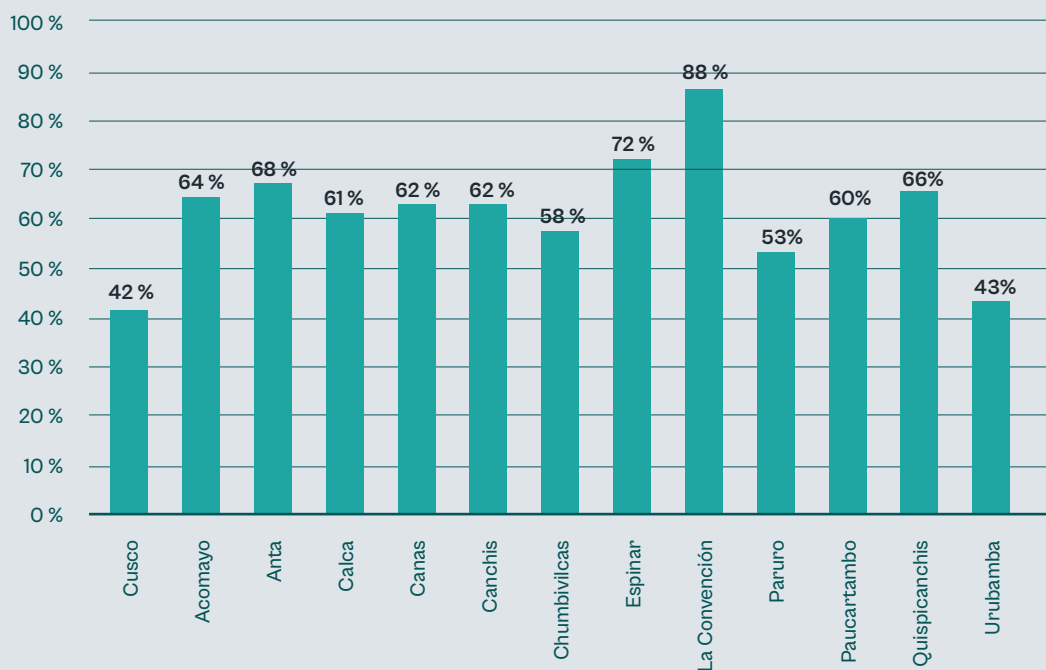
departamentos y en la relevancia del canon en sus ingresos presupuestales. La relevancia de estos ingresos presupuestales es también una preocupación ante la perspectiva de que se detenga la producción petrolera en ese territorio, pues significaría menos recursos para la inversión pública. ¿Qué tan importante sería esta consideración al evaluar la continuidad de la extracción de petróleo y gas en la Amazonía?

La información que se resume a continuación se obtuvo del Portal de Transparencia Económica del Ministerio de Economía y Finanzas y considera todo el rubro presupuestal (rubro 18) "Canon y sobrecanon, regalías y renta de aduanas". Cabe señalar que este rubro presupuestal incluye todos los tipos de canon, como el canon minero. Sin embargo, a excepción del Cusco, las municipalidades en las provincias de los departamentos de la Amazonía que estudiamos no reciben canon minero, o las sumas que reciben son ínfimas. Son, entonces, el canon gasífero y el canon y sobrecanon petrolero lo que podemos ver en este rubro. En el caso del Cusco, donde sí existe actividad minera significativa, existen municipalidades provinciales y distritales en las que el dato incluye el canon minero, que es además el principal canon que reciben. Por ende, en aquellas provincias, la dependencia del sector hidrocarburos está sobreestimada. Sin embargo, la decisión de utilizar el dato agregado del rubro 18 es para mantener una homogeneidad en la fuente de los datos. Priorizamos que los datos de presupuesto total y los provenientes de actividades extractivas sean los mismos. Pero esta base de datos no muestra un dato claro desagregado por tipo de canon en cada caso. Consideramos, no obstante, que el rubro presupuestal agregado de canon es un estimado adecuado para medir la dependencia fiscal por provincias.

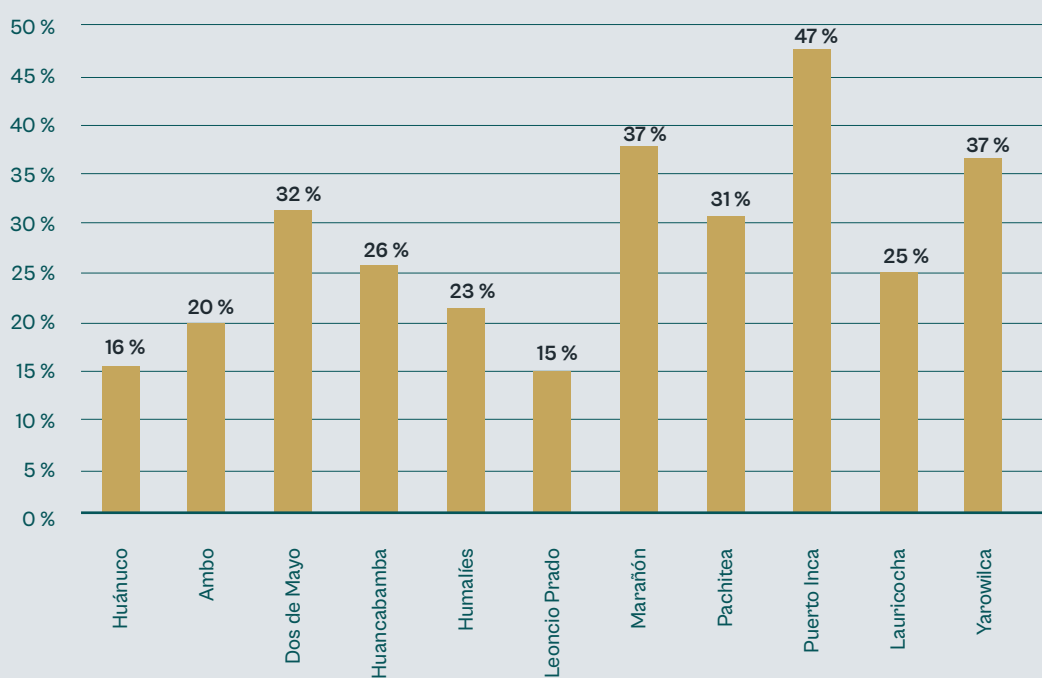
La alta dependencia de los gobiernos locales de las transferencias de canon gasífero en las provincias productoras de gas en el Cusco es evidente, pues estas llegan a representar el 88 % de los ingresos presupuestales de las municipalidades de la provincia de La Convención, donde se ubica el proyecto Camisea. Pero en los departamentos que reciben una menor cantidad de recursos de canon y sobrecanon petrolero, como Huánuco y Ucayali, estos recursos siguen siendo importantes. Por ejemplo, representaron el 47 % de los ingresos presupuestales de Puerto Inca, en Huánuco, y el 68 % en el caso de la provincia de Purús, en Ucayali. En el caso de Loreto, aunque su importancia está entre el 12 y el 31 % en el periodo, relativamente menor, sigue siendo una fuente de ingresos relevante para algunas provincias.

Gráfico 15. Importancia de la renta extractiva (rubro presupuestal: canon, sobrecanon, regalías, renta de aduanas y participaciones) en los ingresos presupuestales totales de los municipios en las provincias de los departamentos de la Amazonía peruana, 2011-2021

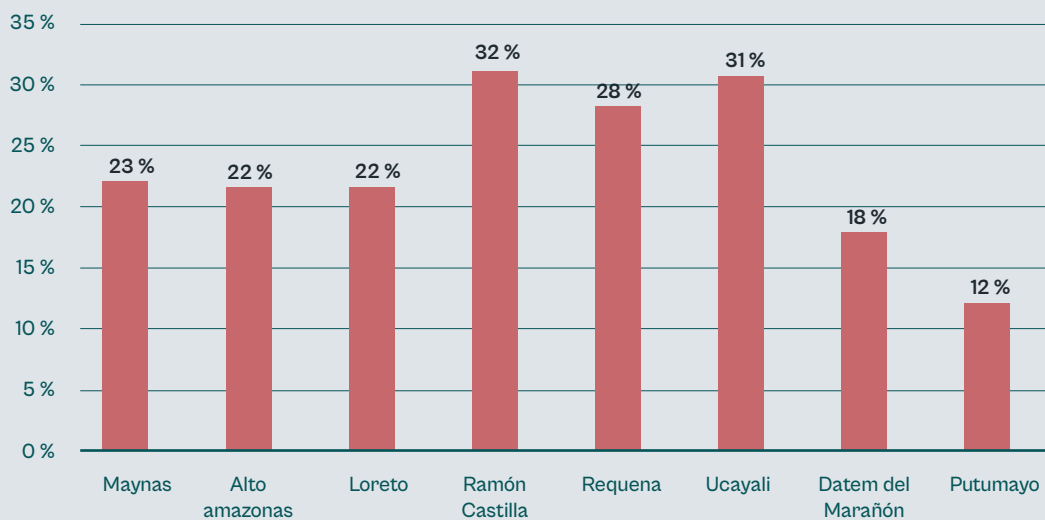
CUSCO



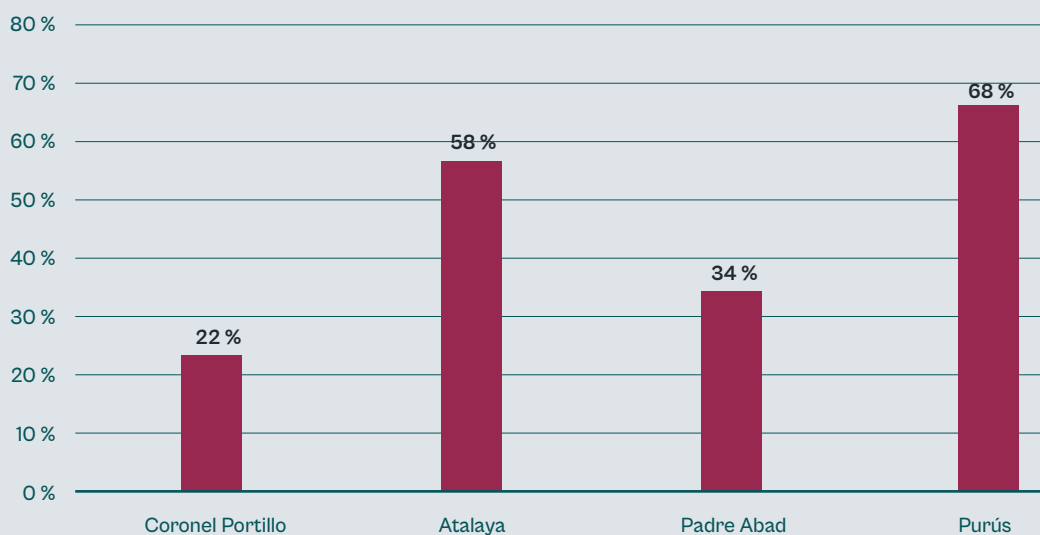
HUÁNUCO



LORETO



UCAYALI



Fuente: Portal de Transparencia Económica, Ministerio de Economía y Finanzas. Consulta Amigable.

Los datos sobre la importancia subnacional de los ingresos presupuestales que vienen del canon petrolero y gasífero muestran que sí existe una dependencia de estos recursos para los gobiernos subnacionales, cuando se ven los datos a un nivel de desagregación provincial. La dependencia es variable: un caso extremo es la dependencia en Cusco del canon gasífero. Pero, incluso en los departamentos en los que el porcentaje de dependencia es menor, dejar de producir hidrocarburos implicaría una caída promedio por encima del 20 % del total de ingresos presupuestales de los municipios provinciales y distritales en Loreto, Ucayali y Huánuco. Es, por ende, un factor por considerar en un potencial plan de transición de la extracción de petróleo, posiblemente a través de transferencias presupuestales compensatorias por un periodo definido.

5. Conclusiones

En las diferentes secciones de este reporte, hemos tratado de analizar las piezas más relevantes de la discusión sobre el futuro de la extracción de hidrocarburos en la Amazonía peruana en un contexto de transición energética global. Para dar una respuesta a este debate, en esta sección de conclusiones, haremos dialogar a estas piezas para tener una mirada más integral del debate, con la información que hemos recopilado. Las distintas piezas del análisis son las siguientes:

- La situación actual del sector hidrocarburos en el Perú en general, y en la Amazonía en particular.
- El potencial a futuro, basado en las reservas, la inversión y la coyuntura actual relacionada con el sector.
- La estructura de costos de los lotes petroleros de la Amazonía, comparados con escenarios de precios internacionales del petróleo.
- El impacto fiscal que tiene el sector para los gobiernos subnacionales de los departamentos de la Amazonía y, por ende, el efecto que tendría dejar de recibir esos ingresos.

Así, para el caso del petróleo, debido al estancamiento de la producción, que incluye contratos próximos a terminar, lotes paralizados o abandonados por las empresas operadoras y con conflictos por impactos ambientales y sociales, así como por altos costos de producción relativos y falta de inversión en el sector, consideramos que, en el largo plazo, no parece recomendable promover una mayor extracción de petróleo de la Amazonía. Sobre todo, considerando el avance de la transición energética global.

En el corto y el mediano plazo, sin embargo, con los lotes en marcha, consideramos que es razonable continuar con la extracción, con una estrategia de transición que incluya considerar cómo reemplazar los ingresos fiscales que se generan por esta extracción y que son una fuente importante de ingresos presupuestales para los gobiernos subnacionales de la Amazonía. Actualmente, los lotes en marcha se limitan a dos: el lote 95, en Loreto, y el lote 131, en la selva central. Ambos tienen contratos vigentes por más de 15 años: hasta el año 2041 el primero y hasta el año 2038 el segundo. En este sentido, es viable económicamente su continuidad hasta que finalice su periodo de vigencia.

La Amazonía, con su nivel de producción de petróleo actual a agosto de 2023, podría contribuir solo con 13 000 barriles por día a la nueva refinería de Talara (casi el 14 %

de su capacidad de refinación). En su nivel máximo, incluyendo los lotes actualmente paralizados (192, 8 y 67), podría llegar a casi 48 000 barriles por día, es decir, el 51 % de la capacidad de refinación de Talara. Eso sería un argumento a favor de recuperar esa producción. Además, esos lotes tienen reservas significativas. De hecho, la Amazonía tiene el 54 % de las reservas probadas del país.

Sin embargo, los obstáculos desde el punto de vista económico (estancamiento de la inversión, costos elevados de extracción, perspectivas de caída de precio del petróleo en el mediano y el largo plazo, mientras que el relanzamiento de los lotes tomaría tiempo), además de los problemas ambientales, como los pasivos generados por derrames, son significativos.

En este sentido, concluimos que no parece conveniente una estrategia ni de mediano ni de largo plazo para recuperar los lotes paralizados o promover una mayor inversión. Esto incluye la estrategia de Petroperú de volver a la explotación con socios estratégicos. Ello tomará tiempo, y existen además obstáculos para que Petroperú consiga financiamiento para invertir en explotación, al menos en el corto y el mediano plazo, por la reducción de su calificación de riesgo y su alto endeudamiento.

El caso del gas natural es distinto. Los costos de producción son relativamente bajos; la inversión y las reservas, concentradas en la selva sur, en el proyecto Camisea, son más estables; y su continuidad en el mediano y el largo plazo es relativamente más viable. Además, esta producción es la que permitiría continuar con el aumento del consumo de gas natural como fuente de energía para reducir el consumo de combustibles líquidos más contaminantes y caros, como las gasolinas y el diésel.

Surgen dos preocupaciones, sin embargo, si apostamos por dejar gradualmente de extraer petróleo y continuar extrayendo gas natural. La primera es la transición hacia el gas natural como fuente de energía final y la posibilidad de que la infraestructura que se instale y construya para migrar a este combustible para los distintos sectores, como el vehicular y residencial, sea un obstáculo al desarrollo de energías renovables. Esto se conoce como *carbon lock-in*. El gas natural, aunque emite menos CO₂ que los combustibles líquidos y el petróleo, sigue siendo una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero. La segunda es que las reservas de gas natural de la selva sur, aunque son significativas, tienen un límite, por lo que, sin un horizonte temporal claro y una estrategia de transición a energías renovables, el país se quedaría anclado al gas natural, que posiblemente se tenga que terminar importando en el largo plazo.

Las reservas probadas de gas natural actualmente son de 8.4 trillones de pies cúbicos. De ellas, 4.2 TCF fueron comprometidos para la exportación que se inició en 2012. Si todas las reservas probadas actuales del lote 88 de Camisea se destinaran al mercado interno y no a la exportación, habría 5.9 TCF disponibles, que durarían 20 años si se

produce al nivel de producción de 2022. Se estiman, además, 3.5 TCF en el lote 58, también en la selva sur, aunque estos recursos aún son contingentes (3C). De ahí, pues, saldrían las nuevas reservas para cubrir el mercado interno por un periodo más extendido. Pero el precio de esta producción sería más elevado que el de los lotes 88 y 56 de Camisea, que se fijaron por debajo del precio de mercado internacional Henry Hub.

La falta de planeamiento energético integral, creemos, está en el fondo del problema del sector hidrocarburos en el Perú. El plan energético nacional, principal documento de planeamiento del país, corresponde al periodo 2014-2025, desactualizado de la coyuntura actual, incluyendo la transición energética y la implementación de la nueva refinería de Talara. Se ha dejado al mercado determinar cuánto se produce, dónde se produce y qué hidrocarburos, además de si ellos se exportan o se venden en el mercado interno. El Gobierno ha hecho compromisos y, de forma declarativa, busca promover la inversión en energías renovables, pero lo único que parece establecerse como una alternativa a los combustibles líquidos derivados del petróleo es el gas natural.

Volvamos entonces a la pregunta inicial sobre el futuro de la Amazonía relacionado con la extracción de hidrocarburos. El análisis basado en variables económicas sugiere que, en el largo plazo, la producción de petróleo en la Amazonía muestra una tendencia de disminución progresiva. No sería una paralización inmediata, pues hay lotes cuya producción continúa y cuyos contratos están vigentes, y que, además, son importantes fuentes de ingresos fiscales de los que dependen los gobiernos subnacionales.

En particular, los lotes en producción (95 y 131) continuarían hasta su vencimiento, aprovechando los precios aún elevados del petróleo en los próximos 15 años. En este periodo, además, estos lotes continuarían siendo fuentes de recursos fiscales para los gobiernos subnacionales. Y con ellos se debería buscar una inversión que apoye una transición tanto económica como energética.

La recuperación de la producción del lote 192, adjudicado a Petroperú por 30 años a partir de 2023, se enfrenta a cuestionamientos sobre su viabilidad económica, por sus altos costos de producción, por la necesidad de inversión para su reactivación y por las posibles demoras para su puesta en marcha. Sin embargo, la decisión final sobre este lote trasciende aquí las variables económicas. Otras consideraciones son importantes, incluido el hecho de que se ha llevado a cabo un largo proceso de consulta previa con las comunidades locales y se han generado expectativas de compensaciones e inversiones para ellas. Asimismo, el elevado potencial de reservas que aún podría tener el lote 192, junto con el contrato ya adjudicado a Petroperú, nos lleva a considerar que, siempre y cuando no se postergue hasta que los precios bajen significativamente, este lote también podría recuperarse por un periodo similar

al de los otros lotes en producción. Como mencionamos, sus costos son elevados, así que no sería rentable más allá del año 2050, para cuando se espera un barril de petróleo por debajo de los USD 50 en el mercado internacional. Por último, siendo una inversión de Petroperú, y con la consideración de ser una fuente más de petróleo para refinar en Talara, ello también apoyaría la decisión de recuperar este lote.

No consideramos viable recuperar los lotes con contratos de explotación paralizados actualmente (lotes 8, 67, 39 y 64) ni relanzar los lotes en exploración, como el lote 107 en Pasco (compartido con Ucayali). En particular en lo concerniente a los lotes 67 y 39, ambos en manos de Perenco y con contratos de explotación vigentes, existe una superposición con áreas de poblaciones indígenas en aislamiento voluntario, así como con el área donde se evalúa crear la Reserva Indígena de Napo Tigre y Afluentes.

En síntesis, con un análisis de variables económicas, concluimos que la producción de petróleo en la Amazonía se debería reducir de manera progresiva, siguiendo su trayectoria de declinación, probablemente en un horizonte temporal de 20 años. Mientras tanto, la Amazonía seguirá siendo una fuente de gas natural para un consumo interno en crecimiento, alejando la matriz energética peruana del consumo de combustibles derivados del petróleo, pero con el objetivo de, en paralelo, desarrollar una estrategia energética hacia una mayor participación de renovables que evite un *lock-in* al gas natural.

Referencias

Grupo Propuesta Ciudadana. (s. f.). *Lo que debemos saber acerca del canon, sobre canon y regalías petroleras y gasíferas*. Cartilla informativa. [propuestaciudadana.org.pe/sites/default/files/publicaciones/archivos/Encarte Hidrocarburos FINAL WEB.pdf](http://propuestaciudadana.org.pe/sites/default/files/publicaciones/archivos/Encarte%20Hidrocarburos%20FINAL%20WEB.pdf)

León, A., & Zúñiga, M. (2020). *La sombra del petróleo. Informe de los derrames petroleros en la Amazonía peruana entre el 2000 y el 2019*. Oxfam. peru.oxfam.org/lo-%C3%BAltimo/publicaciones/la-sombra-del-petroleo

Manley, D. & Heller, P. (2021). *Apuesta arriesgada: empresas petroleras estatales en la transición energética*. Natural Resource Governance Institute. resourcegovernance.org/es/publications/apuesta-arriesgada-empresas-petroleras-estatales-en-la-transicion-energetica

Ministerio de Energía y Minas del Perú (Minem). (2023a). *Balance nacional de energía 2021*. Dirección General de Eficiencia Energética. www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=12&idPublicacion=664

Ministerio de Energía y Minas del Perú (Minem). (2023b). *Libro de recursos de hidrocarburos 2022*. Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Minem. www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4601938-libro-de-recursos-de-hidrocarburos-2022

Perupetro S. A. (2022). *Estadística anual de hidrocarburos 2022*. www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/estad%C3%ADstica%20petrolera/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8zi_YxcTTw8TAy93AN8LQwCTUJc_vEKADeMfE_1wsAIDHMDRQD8Kt_5AizOofjwKooixH4-CKPzOC9ePIqSkIDc0NMIgXREALoMIgw!!/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/

Perupetro S. A. (2023). *Estadística mensual de hidrocarburos, septiembre de 2023*. www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/00a0c634-2fe6-4df9-b2f7-d6513abd7da3/Estadistica+Mensual+-+Agosto+2023.pdf?MOD=AJPERES&Estadistica%20Mensual%20-%20Agosto%202023

Agradecimientos

Este trabajo, encargado por NRGi a Claudia Viale, fue posible gracias al generoso apoyo de la Fundación Gordon and Betty Moore y la Fundación Ford. Agradecemos también los comentarios a presentaciones preliminares de este trabajo por parte de representantes del Gobierno Regional de Loreto, Grupo Propuesta Ciudadana, Prospectiva Amazónica, Cooperación, Oxfam, Fundación para la Conservación y el Desarrollo Sostenible, The Nature Conservancy y Wildlife Conservation Society. Sus recomendaciones fueron fundamentales para enriquecer el estudio, aunque esto no implica que las instituciones y donantes mencionados tengan responsabilidad por los contenidos de este trabajo, ni tampoco implica que estén de acuerdo o apoyen estos contenidos. En el proceso de diseño y revisión interna del estudio participaron, desde NRGi, Juan Luis Dammert, Fernando Patzy, Anna Cartagena, Melissa Marengo y Sofia Vargas. Cualquier omisión o error en este trabajo es responsabilidad de Claudia Viale y NRGi.

Sobre la autora

Claudia Viale es licenciada en Economía, con una Maestría en Gestión del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Se desempeña como consultora independiente en temas relacionados con el sector hidrocarburos y minería en América Latina.

Sobre NRGi

Natural Resource Governance Institute (NRGI) es una organización independiente sin fines de lucro que apoya la toma de decisiones informada e inclusiva sobre los recursos naturales y la transición energética. Trabajamos en alianza con agentes de cambio en los gobiernos y en la sociedad civil para diseñar e implementar políticas justas basadas en evidencias, así como en las prioridades de los ciudadanos de países en desarrollo ricos en recursos naturales. Más información en: www.resourcegovernance.org