



International  
Energy Agency

# Petróleo 2025

Análisis y previsión hasta 2030

# ENERGÍA INTERNACIONAL AGENCIA

La AIE examina todo el espectro de cuestiones energéticas, incluyendo la oferta y la demanda de petróleo, gas y carbón, las tecnologías de energías renovables, los mercados de electricidad, la eficiencia energética, el acceso a la energía, la gestión de la demanda y mucho más. A través de su labor, la AIE promueve políticas que mejorarán la fiabilidad, la asequibilidad y la sostenibilidad de la energía en sus 32 países miembros, 13 países de la Asociación y más allá.

Esta publicación y cualquier mapa incluido en ella se entienden sin perjuicio del estatus o la soberanía de cualquier territorio, de la delimitación de fronteras y límites internacionales ni del nombre de cualquier territorio, ciudad o zona.

Países miembros de la AIE:

Australia  
Austria  
Bélgica  
Canadá  
República Checa  
Dinamarca  
Estonia  
Finlandia  
Francia  
Alemania  
Grecia  
Hungría  
Irlanda  
Italia  
Japón  
Corea  
Letonia  
Lituania  
Luxemburgo  
México  
Países Bajos  
Nueva Zelanda  
Noruega  
Polonia  
Portugal  
República Eslovaca  
España  
Suecia  
Suiza  
República de Turquía  
Reino Unido  
Estados Unidos

Países de la Asociación IEA:

Argentina  
Brasil  
Porcelana  
Egipto  
India  
Indonesia  
Kenia  
Marruecos  
Senegal  
Singapur  
Sudáfrica  
Tailandia  
Ucrania

El europeo  
La Comisión también  
participa en los  
trabajos de la AIE

Fuente: AIE.  
Sitio web de la Agencia Internacional de Energía: [www.iea.org](http://www.iea.org)



# Abstracto

Los mercados petroleros mundiales han tenido un 2025 turbulento hasta la fecha. El aumento de las tensiones comerciales y la incertidumbre han lastrado la economía mundial y, por consiguiente, el crecimiento de la demanda de petróleo. Sumado a la reciente decisión de la OPEP+ de acelerar la eliminación de las restricciones a la producción de petróleo vigentes durante varios años, estos factores han impulsado recientemente los precios internacionales del petróleo a niveles de cuatro años en abril y principios de mayo. Al mismo tiempo, los cambios en las políticas energéticas están afectando por igual tanto a productores como a consumidores de petróleo, y la seguridad del suministro de petróleo sigue siendo una prioridad en la agenda energética internacional.

Petróleo 2025 analiza más allá del horizonte a corto plazo del Informe Mensual sobre el Mercado del Petróleo (OMR) de la AIE para ofrecer un panorama completo de la evolución de la oferta, la demanda, el refinado y la dinámica comercial del petróleo hasta 2030. Este informe presenta pronósticos detallados y análisis de los fundamentos de la demanda de petróleo en todos los combustibles, sectores y regiones, así como las perspectivas de suministro de los proyectos upstream y downstream planificados en todo el mundo. Los resultados ofrecen información valiosa sobre las perspectivas de capacidad de producción de petróleo disponible, el suministro de productos y los flujos comerciales hasta 2030.

Oil 2025 también explora las implicaciones del aumento de la producción de líquidos de gas natural (NGL) en una era de crecimiento de la demanda impulsada por los productos petroquímicos.

# Expresiones de gratitud

Esta publicación fue preparada por la División de la Industria y Mercados Petroleros (OIMD) de la Dirección de Mercados y Seguridad Energética (EMS). Toril Bosoni, director de la OIMD, dirigió el análisis y la edición del informe. Los autores principales son, en orden alfabético: Alexander Bressers, Julien Canu, Joel Couse, Ciarán Healy, Yueyang Liu, David Martin, Jacob Messing, Rebecca Schulz, Yoshito Tanaka y Jenny Thomson. Ramiz Farishta proporcionó apoyo estadístico y asistencia esencial para la investigación. Keisuke Sadamori, director del EMS de la AIE, proporcionó orientación y asesoramiento especializado. Deven Mooneesawmy proporcionó asistencia editorial esencial. Diane Munro editó el manuscrito.

El informe se benefició enormemente de las contribuciones de otros expertos de la AIE, entre ellos Ana Alcalde Bascones, Stephanie Bouchaert, Leonardo Collina, Laura Cozzi, Laurence Cret, Tim Gould, Jérôme Hilaire, Martin Kueppers, Christophe McGlade, Jeremy Moorhouse, Araceli Fernandez Pales, Leonardo Paoli, Apostolos Petropoulos, Courtney Turich y Talya Vatman.

Agradecemos a la Oficina de Comunicaciones y Digitalización (CDO) de la IEA, en particular a Jethro Mullen, director de la CDO: Lee Bailey, Poeli Bojorquez, Curtis Brainard, Jon Custer, Astrid Dumond, Merve Erdil, Liv Gaunt, Grace Gordon, Julia Horowitz, Oliver Joy, Robert Stone y Clara Vallois.

# Tabla de contenido

|                                                                                                                |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Resumen ejecutivo.....                                                                                         | 6          |
| Tiempos turbulentos en los mercados petroleros .....                                                           | 6          |
| <b>Demanda.....</b>                                                                                            | <b>11</b>  |
| Resumen global .....                                                                                           | 11         |
| Fundamentos.....                                                                                               | 16         |
| Demanda de combustible para carreteras.....                                                                    | 22         |
| Fuerte aumento de la demanda petroquímica .....                                                                | 29         |
| Las ganancias de eficiencia desaceleran el crecimiento subyacente de la demanda de aviación y<br>marítima..... | 33         |
| Evolución de la demanda por región .....                                                                       | 36         |
| <b>Suministro.....</b>                                                                                         | <b>46</b>  |
| Resumen global .....                                                                                           | 46         |
| Inversión y<br>exploración.....                                                                                | 50         |
| Oferta de la OPEP+.....                                                                                        | 54         |
| Oferta de países no OPEP+.....                                                                                 |            |
| <b>67 Refinación y comercio.....</b>                                                                           | <b>85</b>  |
| Resumen global .....                                                                                           |            |
| 85 Capacidad de refinación .....                                                                               |            |
| 101 Desarrollos regionales .....                                                                               |            |
| <b>104 Líquidos de gas natural .....</b>                                                                       | <b>127</b> |
| Resumen global .....                                                                                           | 127        |
| Mercados de etano .....                                                                                        | 129        |
| Mercados de GLP .....                                                                                          | 130        |
| Mercados C5+.....                                                                                              | 132        |
| <b>Tablas .....</b>                                                                                            | <b>133</b> |
| <b>Anexos.....</b>                                                                                             | <b>147</b> |

## Lista de cajas

Los cambios económicos y tecnológicos desaceleran el aumento del consumo de combustible per

|                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| cápita.....                                                                                                              | 19  |
| Las ganancias en la eficiencia del combustible de los<br>vehículos híbridos reducen el consumo de gasolina en Japón..... | 28  |
| Los Tiger Cubs<br>rugen, impulsando la demanda de petróleo en el sudeste asiático.....                                   | 38  |
| Los planes saudíes<br>lideran el impulso para reducir la generación de electricidad a partir de petróleo.....            | 44  |
| El<br>Sensibilidades del precio del petróleo de esquisto bituminoso.....                                                 | 72  |
| El<br>coprocesamiento de biocombustibles se expande.....                                                                 | 99  |
| Todas las miradas<br>puestas en las refinerías de la Costa Oeste.....                                                    | 106 |
| Impactos regulatorios en el sistema de refinación europeo.....                                                           |     |

# Resumen ejecutivo

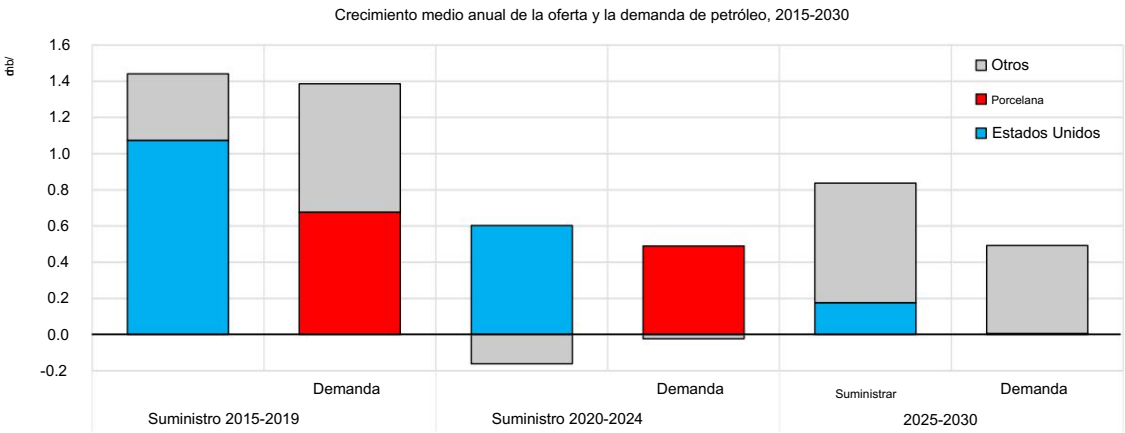
## Tiempos turbulentos en los mercados petroleros

El aumento de los riesgos geopolíticos, las tensiones comerciales no resueltas y los cambios de política han añadido numerosas incertidumbres a las perspectivas del mercado petrolero. Desde principios de año, los principales analistas económicos han recortado sus previsiones de crecimiento del PIB mundial para 2025 en aproximadamente medio punto porcentual, hasta alrededor del 2,8 %, y prevén un ritmo inferior a la tendencia de alrededor del 3 % anual para el resto de la década, con repercusiones para Demanda de petróleo. Con el riesgo de intensificarse los conflictos en Oriente Medio y las negociaciones comerciales en curso, la incertidumbre en torno a nuestras previsiones es considerable.

Al mismo tiempo, la decisión del grupo de productores OPEP+, liderado por Arabia Saudita, de comenzar a dismantelar las restricciones a la producción de petróleo en mayo de 2025 está reajustando las trayectorias de suministro de petróleo durante nuestro periodo de pronóstico 2024-30. El aumento previsto de la producción de la OPEP+ y el impacto de la subida de aranceles en el comercio impulsaron los precios del petróleo a mínimos de cuatro años en abril y principios de mayo. Como resultado, los ejecutivos petroleros están recalibrando sus planes de inversión. Sin embargo, los precios del petróleo se han recuperado desde entonces tras el intercambio de ataques aéreos entre Israel e Irán, que comenzó el 13 de junio de 2025. Ante la incertidumbre geopolítica y económica que afecta tanto a productores como a consumidores de petróleo, la seguridad del suministro de petróleo sigue siendo una prioridad en la agenda internacional de política energética.

Los mercados petroleros están experimentando una transformación fundamental a medida que cambian los factores que impulsan la oferta y la demanda mundial de petróleo. Durante la última década, la dinámica del mercado petrolero se ha visto marcada por el crecimiento paralelo de la oferta estadounidense y la demanda china.

La participación de Estados Unidos y China en el crecimiento de la oferta y la demanda mundial de petróleo se desvanece



AIE. CC BY 4.0.

Entre 2015 y 2024, Estados Unidos representó el 90 % del aumento de la oferta mundial, y el auge del petróleo de esquisto elevó la producción petrolera estadounidense en más de 8 mb/d, superando los 20 mb/d. Al mismo tiempo, la demanda china de petróleo aumentó casi 6 mb/d, lo que representa el 60 % del aumento mundial del consumo de petróleo. El panorama para 2030 es muy diferente.

Tras un aumento extraordinario en las ventas de vehículos eléctricos, la continua implantación de camiones propulsados por gas natural licuado (GNL), así como el sólido crecimiento de la red ferroviaria de alta velocidad del país, junto con los cambios estructurales en su economía, la demanda china de petróleo se encamina a alcanzar su punto máximo en esta década. En cuanto a la oferta, el ritmo de expansión de la producción petrolera estadounidense se está desacelerando a medida que las compañías petroleras reducen sus inversiones; sin embargo, sigue siendo el mayor contribuyente al crecimiento de los países no pertenecientes a la OPEP+ según las previsiones.

## Un pico en la demanda mundial de petróleo aún está en el horizonte

Se prevé que la demanda mundial de petróleo aumente en 2,5 mb/d entre 2024 y 2030, alcanzando una meseta en torno a los 105,5 mb/d para finales de la década. Sin embargo, el crecimiento anual se desacelera de aproximadamente 700 mb/d en 2025 y 2026 a apenas un mínimo en los próximos años, con una ligera disminución prevista en 2030, según las políticas actuales y las tendencias del mercado. Esto se debe a un crecimiento económico inferior a la tendencia, lastrado por las tensiones comerciales mundiales y los desequilibrios fiscales, y a la creciente sustitución del petróleo en los sectores del transporte y la generación de energía.

A pesar de algunos obstáculos recientes, las ventas mundiales de coches eléctricos han mantenido su notable trayectoria de crecimiento. Superaron los 17 millones en 2024 y se prevé que superen los 20 millones en 2025, lo que representa aproximadamente una cuarta parte de todos los coches vendidos, según el [informe Global Electric Vehicle Outlook 2025 de la AIE](#). Este análisis muestra que se prevé que los vehículos eléctricos sustituyan 5,4 millones de barriles diarios de la demanda mundial de petróleo para finales de la década. La sustitución del petróleo también será un factor destacado en la generación de energía durante el período de pronóstico, especialmente en Arabia Saudita, donde la sustitución de la quema de petróleo por el gas natural y las energías renovables impulsa la mayor caída de la demanda de petróleo de cualquier país hasta 2030.

A medida que los sectores del transporte y la generación de energía continúan diversificándose hacia otros combustibles, se prevé que la industria petroquímica se convierta en la principal fuente de crecimiento de la demanda mundial de petróleo a partir de 2026. El aumento del consumo de petroquímicos está estrechamente vinculado al floreciente suministro de líquidos de gas natural (LGN). China y Estados Unidos lideran el desarrollo de la capacidad petroquímica, a expensas de Europa y otras economías de Asia. A nivel mundial, la producción de polímeros y fibras sintéticas requerirá 18,4 millones de barriles diarios de petróleo para 2030, o más de uno de cada seis barriles. La demanda de petróleo proviene de combustibles fósiles, lo que excluye...

materias primas petroquímicas y biocombustibles: podrían alcanzar su pico máximo ya en 2027.

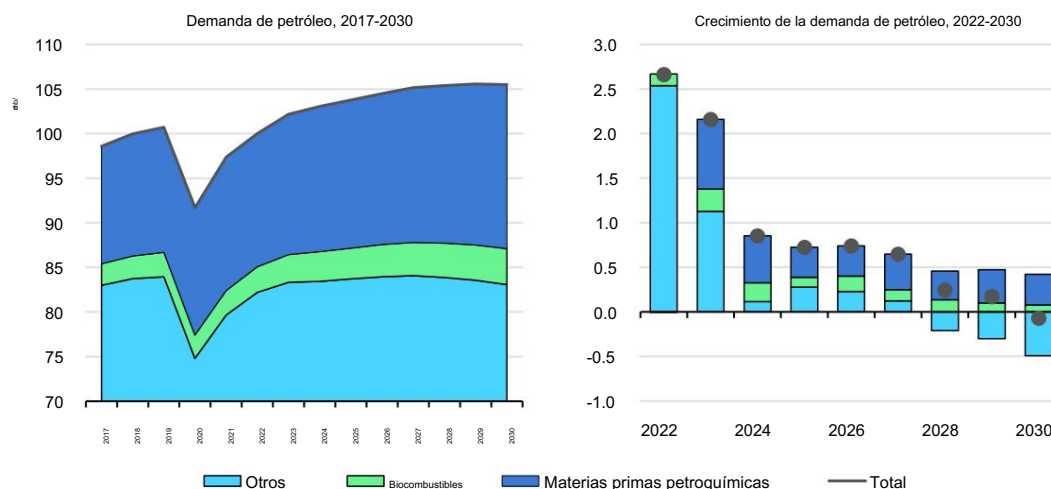
El sólido crecimiento de la demanda de petróleo de 4,2 mb/d en las economías emergentes y en desarrollo durante el período 2024-30 contrasta con la continua contracción en las economías avanzadas. Los mercados asiáticos dominan el crecimiento, con una previsión de 1 mb/d para la India.

Este aumento es, con diferencia, el mayor de cualquier país, aunque el aumento del consumo de petróleo en las economías del Sudeste Asiático también es significativo. En cambio, se prevé que el consumo de petróleo en los países de la OCDE disminuya en 1,7 millones de barriles diarios hasta 2030.

Si bien el panorama general de la demanda mundial de petróleo se mantiene prácticamente sin cambios respecto del pronóstico del año pasado, esto oculta cambios notables entre los dos mayores consumidores del mundo. Se prevé que el consumo total de petróleo de China en 2030 sea apenas ligeramente superior al de 2024, en comparación con el crecimiento de alrededor de 1 mb/d pronosticado anteriormente.

En cambio, los menores precios de la gasolina y una pérdida de impulso en la adopción de vehículos eléctricos en Estados Unidos, el mayor consumidor de petróleo del mundo, han llevado a un aumento en la demanda de petróleo prevista de 1,1 mb/d para 2030, en comparación con el informe del año pasado.

Se prevé que la demanda mundial de petróleo se estabilice en esta década



AIE. CC BY 4.0.

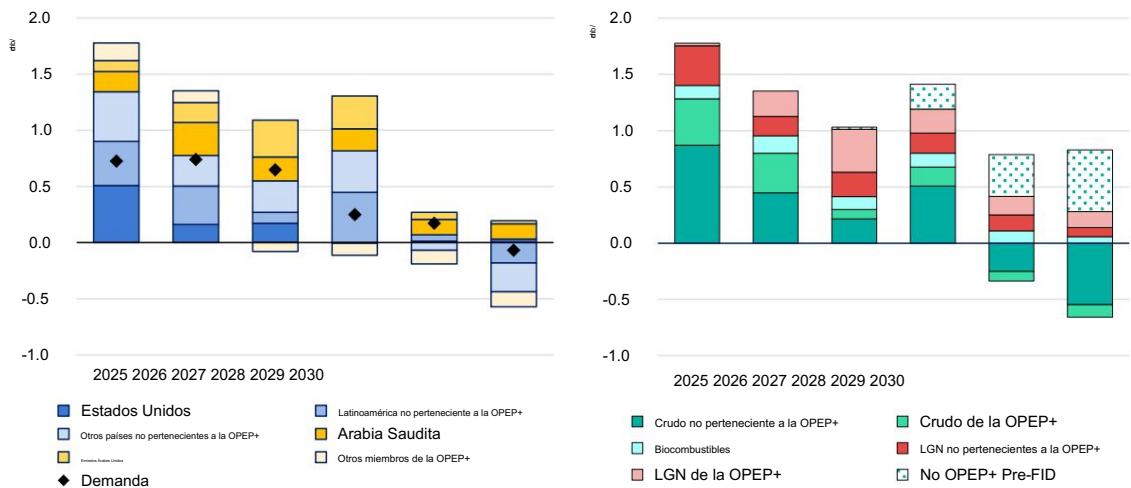
## La caída de los precios del petróleo frenará la expansión del sector upstream

La abrupta caída de los precios del petróleo en los primeros meses de 2025 y un clima de inversión incierto han llevado a los ejecutivos petroleros de todo el mundo a reevaluar sus prioridades en el sector upstream. Además, tras casi cinco años de restricciones en la producción, la alianza OPEP+ ha comenzado a dismantlar los recortes voluntarios de suministro de más de 2 mb/d vigentes desde 2023. Esto ha aumentado la presión sobre los productores fuera del bloque para reequilibrar el mercado.

Se prevé que la inversión petrolera upstream disminuya un 6%, hasta aproximadamente 420 000 millones de dólares estadounidenses, en 2025, con algunas de las mayores caídas en el petróleo ligero de esquisto en Estados Unidos. Se prevé que la inversión en proyectos convencionales, tanto existentes como nuevos, sea más resiliente en 2025. No obstante, la bajada de los precios del petróleo y el aumento de los costes de producción, debido a los aranceles y al aumento de los costes de los materiales esenciales, podrían implicar recortes aún mayores en la inversión, mientras que la recuperación de precios más altos de forma duradera podría impulsar el gasto.

Se prevé que la capacidad mundial de producción de petróleo aumente en 5,1 mb/d hasta alcanzar los 114,7 mb/d para 2030, liderada por Arabia Saudita y Estados Unidos, superando considerablemente el aumento proyectado de 2,5 mb/d en la demanda mundial de petróleo. En línea con las tendencias de la demanda, el crecimiento de la capacidad de oferta se anticipa considerablemente, pasando de 1,8 mb/d en 2025 a una contracción después de 2029, a medida que disminuye la cartera de proyectos no pertenecientes a la OPEP+.

Pronóstico de la capacidad de suministro mundial de petróleo, variación interanual, 2025-2030



AIE. CC BY 4.0.

Notas: Los LGN de la OPEP+ incluyen condensados. El crudo incluye las ganancias de procesamiento y los volúmenes no convencionales. El gráfico de la derecha incluye los proyectos preautorizados, que se listan en las tablas del Anexo.

Se prevé que la producción mundial de LGN aumente en 2,3 mb/d hasta alcanzar los 20,1 mb/d para 2030, lo que representa casi la mitad del aumento total de la capacidad mundial de producción de petróleo. Se proyecta que un enfoque estratégico en el desarrollo de gas natural por parte de los productores de Oriente Medio impulse el suministro regional de LGN en 1,4 mb/d hasta 2030. Si bien independientes

Los productores estadounidenses están dispuestos a reducir el gasto, y se espera que el aumento del gas asociado de la industria de esquisto impulse la producción de LGN de EE. UU. en 860 kb/d. Se prevé que el aumento de la oferta de biocombustibles, liderado por Brasil, India e Indonesia, añada otros 680 kb/d para 2030.

Se prevé que la capacidad de petróleo crudo aumente en 1,8 kb/d a nivel mundial, liderada por los Emiratos Árabes Unidos (+720 kb/d) e Irak (+560 kb/d), mientras que el mayor descenso proviene de México.

Se pronostica que el suministro total de petróleo no perteneciente a la OPEP+ aumentará en 3,1 mb/d para 2030, a pesar de que el número de proyectos aprobados disminuirá después de 2027. Las Américas dominan la expansión, aunque las perspectivas para la producción estadounidense y brasileña se han atenuado.

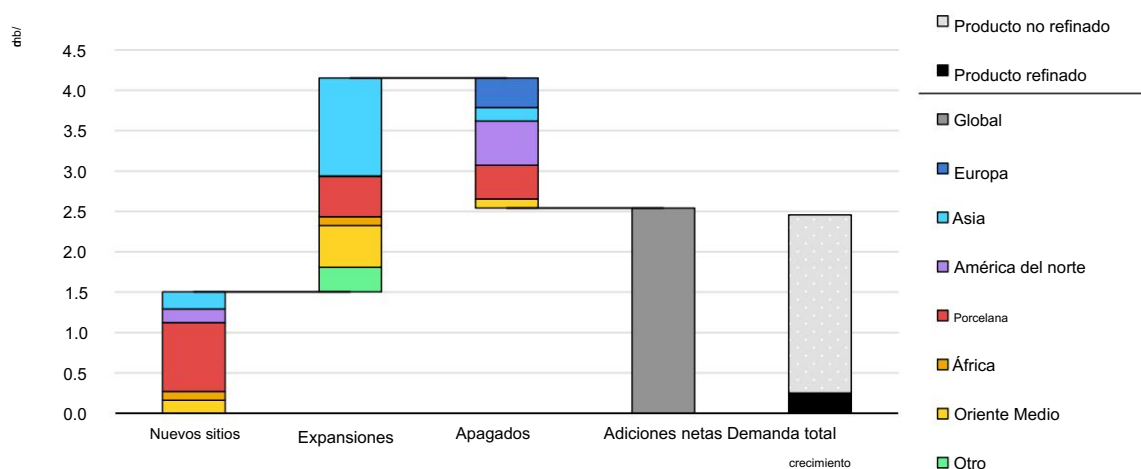
En combinación con una desaceleración prevista de la demanda de petróleo, la demanda de crudo de la OPEP+ en 2030 es 1,2 mb/d inferior a la demanda promedio para 2025. Si el suministro de crudo de la OPEP+ se mantiene al ritmo actual, en igualdad de condiciones, la oferta mundial de petróleo aumentaría a 107,2 mb/d para 2030, 1,7 mb/d más que la demanda proyectada, lo que sugiere que los precios tendrían que bajar para evitar una acumulación insostenible de existencias.

## La industria de refinación enfrenta un crecimiento tibio para los productos

El sector de refinación se enfrentará a un creciente desafío debido al crecimiento de la demanda, sustentado casi exclusivamente por petroquímicos producidos a partir de productos no refinados, como los LGN. Se proyecta que la demanda mundial de productos refinados alcance su máximo en 2027, con 86,3 mb/d, tan solo 710 mb/d por encima de los niveles de 2024. Posteriormente, la disminución acelerada del uso de gasolina y diésel compensará el crecimiento del consumo de nafta y combustible para aviones.

A pesar de las escasas proyecciones de crecimiento de la demanda, se prevé una nueva capacidad de refinación de 4,2 mb/d a nivel mundial para 2030, parcialmente compensada por 1,6 mb/d de cierres. Aun así, se prevé que el crecimiento neto de la capacidad supere con creces la demanda de productos refinados, con aumentos en Asia, especialmente en China e India, que superarán los cierres en Europa y Estados Unidos. Esto indica que será necesario cerrar más capacidad, y se prevé que las plantas de alto costo en Europa y la costa oeste de Estados Unidos sean las más afectadas.

## Expansión y cierres de refinerías y crecimiento de la demanda, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Demanda de productos refinados neta de CTL/GTL, aditivos, biocombustibles, LGN y uso directo de crudo.

## La creciente demanda de petróleo en Asia impulsa las importaciones de petróleo a larga distancia

Con la desaceleración prevista de la actividad de refinación en Europa y Estados Unidos durante lo que resta de la década, y con la continua expansión del suministro de petróleo en América, se espera que el excedente de crudo de la Cuenca Atlántica aumente en aproximadamente 870 kb/d, hasta alcanzar los 7,1 mb/d, para 2030. Se prevé que las exportaciones de productos de la Cuenca Atlántica aumenten en 320 kb/d, hasta alcanzar los 3,5 mb/d, a medida que la demanda regional de productos refinados se contrae con mayor rapidez. Mientras tanto, la actividad de las refinerías al este de Suez no podrá satisfacer el aumento de la demanda de productos refinados, lo que ampliará ligeramente la brecha de suministro. Aun así, se proyecta que Oriente Medio contribuya con 860 kb/d adicionales al suministro mundial de productos hasta 2030, consolidando aún más su papel como centro clave de refinación orientado a la exportación.

# Demanda

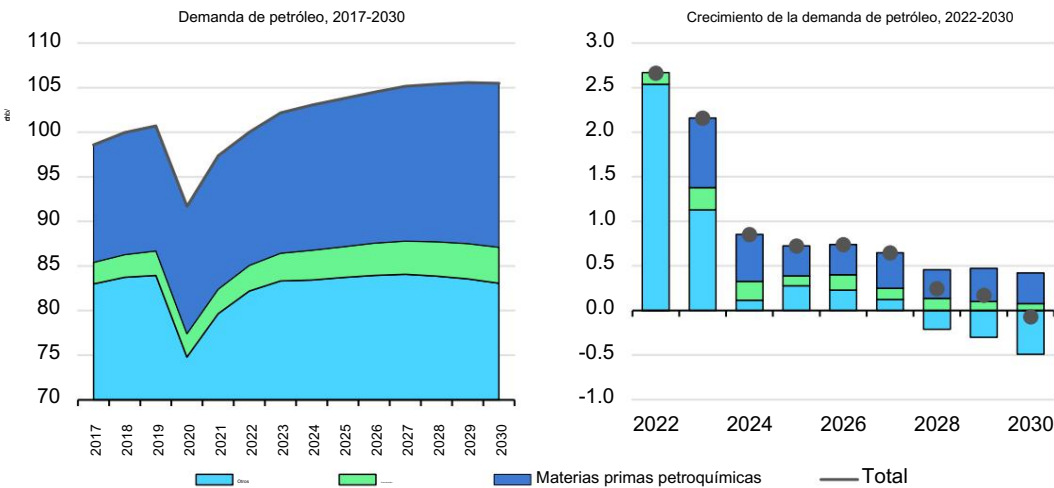
## Resumen global

### La demanda mundial de petróleo se estanca en medio de cambios estructurales

Se prevé que la demanda mundial de petróleo aumente en un total de 2,5 mb/d durante nuestro período de proyección 2024-30, hasta alcanzar los 105,5 mb/d para finales de la década. Sin embargo, estas ganancias se concentran considerablemente al principio, con una desaceleración del crecimiento desde alrededor de 720 mb/d en 2025-26 hasta una meseta a mitad del período, antes de entrar en una ligera contracción en el último año. El bajo crecimiento económico y la creciente sustitución del petróleo en los sectores del transporte y la generación de energía son los principales impulsores estructurales de esta desaceleración.

Los productos petroquímicos, impulsados por el aumento constante del suministro mundial de líquidos de gas natural (LGN) y la continua transición hacia los biocombustibles, representan la mayor parte del crecimiento a partir de 2026. Como resultado, la demanda de petróleo procedente de combustibles fósiles —que excluye las materias primas petroquímicas y los biocombustibles— parece que se estabilizará en torno a los 84 mb/d. En consecuencia, se prevé que las emisiones de CO2 derivadas del uso de petróleo alcancen su punto máximo para 2027.

#### Se prevé que la demanda mundial de petróleo se estabilice en esta década



AIE. CC BY 4.0.

Las economías emergentes serán responsables de la totalidad del crecimiento adicional de la demanda. En medio de una amplia expansión en todo el espectro de productos, se prevé que la demanda de petróleo de países no pertenecientes a la OCDE...

Aumentará durante el período de pronóstico, a un promedio del 1,2% anual, para un aumento total de 4,2 mb/d. Los países asiáticos dominarán el crecimiento, siendo el aumento de 1 mb/d de India el mayor de cualquier país, con diferencia.

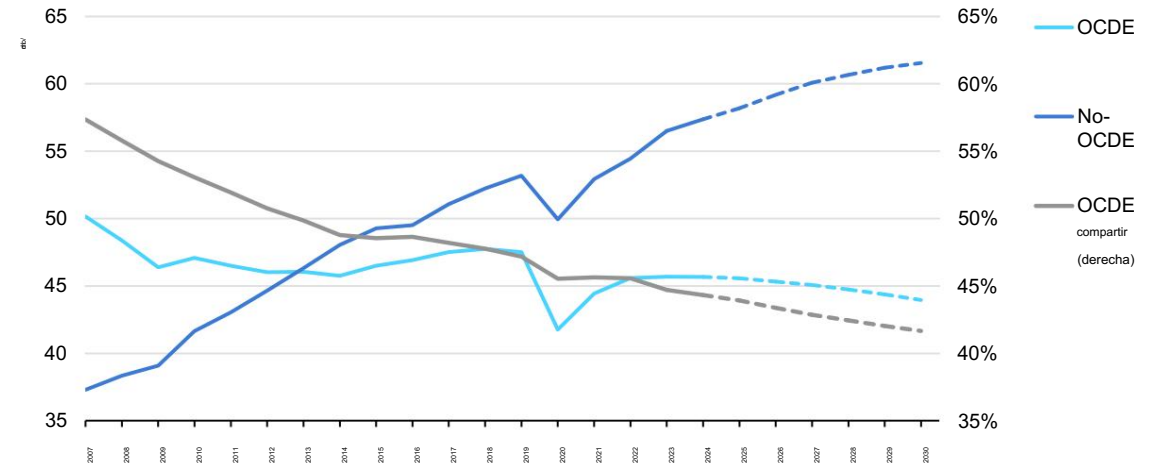
Demanda mundial de petróleo por región, 2019-2030 (mb/d)

|                   | 2019  | 2020 | 2021 | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | Tasa de crecimiento<br>2024-30 | Crecimiento<br>2024-30 |
|-------------------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------------------------|------------------------|
| América del norte | 24,9  | 21,9 | 23,7 | 24,3  | 24,6  | 24,5  | 24,6  | 24,5  | 24,4  | 24,3  | 24,1  | 24,0  | -0,4%                          | -0,6                   |
| S&C América       | 6,7   | 5,7  | 6,3  | 6,6   | 6,7   | 6,8   | 6,9   | 7,0   | 7,1   | 7,2   | 7,4   | 7,4   | 1,4%                           | 0,6                    |
| Europa            | 15,8  | 13,7 | 14,4 | 14,9  | 14,8  | 14,9  | 14,9  | 14,8  | 14,6  | 14,5  | 14,3  | 14,1  | -0,8%                          | -0,7                   |
| África            | 4,2   | 3,9  | 4,4  | 4,5   | 4,6   | 4,6   | 4,8   | 4,9   | 5,0   | 5,2   | 5,3   | 5,4   | 2,9%                           | 0,9                    |
| Oriente Medio     | 8,9   | 8,3  | 8,6  | 9,1   | 9,2   | 9,2   | 9,4   | 9,5   | 9,6   | 9,6   | 9,4   | 9,2   | -0,1%                          | 0,0                    |
| Eurasia           | 4,3   | 4,0  | 4,3  | 4,4   | 4,4   | 4,3   | 4,4   | 4,4   | 4,5   | 4,6   | 4,6   | 4,6   | 1,1%                           | 0,3                    |
| Asia Pacífico     | 36,0  | 34,2 | 35,6 | 36,3  | 38,0  | 38,6  | 38,9  | 39,4  | 39,8  | 40,1  | 40,4  | 40,7  | 0,9%                           | 2,0                    |
| Mundo             | 100,7 | 91,7 | 97,4 | 100,0 | 102,2 | 103,0 | 103,8 | 104,5 | 105,1 | 105,4 | 105,6 | 105,5 | 0,4%                           | 2,5                    |
| Cambio anual      | 0,7   | -9,0 | 5,7  | 2,7   | 2,2   | 0,9   | 0,7   | 0,7   | 0,6   | 0,2   | 0,2   | -0,1  |                                |                        |

Por el contrario, el consumo de petróleo en la OCDE, tras haber completado su recuperación pospandémica en 2023, disminuirá en 1,7 mb/d netos entre 2024 y 2030. El progreso en la transición del parque automotor de la región y el débil crecimiento económico estructuralmente afectan por igual a los combustibles para el transporte y la industria, con una caída del consumo de gasóleo y gasolina de alrededor de 1 mb/d cada uno. Solo el GLP/etano y el queroseno para aviación podrán escapar del pesimismo general, con tasas de crecimiento anuales de alrededor del 1% cada uno. En consecuencia, la participación del grupo en el consumo mundial de petróleo caerá al 42% en 2030, desde el 44% en 2024, tras haber caído por debajo del 50% en 2013.

Subrayando la importancia cada vez mayor del sector petroquímico, la nafta y el GLP/etano representarán el 24% de la demanda total de petróleo en 2030, en comparación con el 22% en 2024 y el 20% en 2019; el crecimiento del GLP/etano será el más alto entre los productos en ambas regiones.

Demanda de petróleo de países de la OCDE y de otros países, 2007-2030

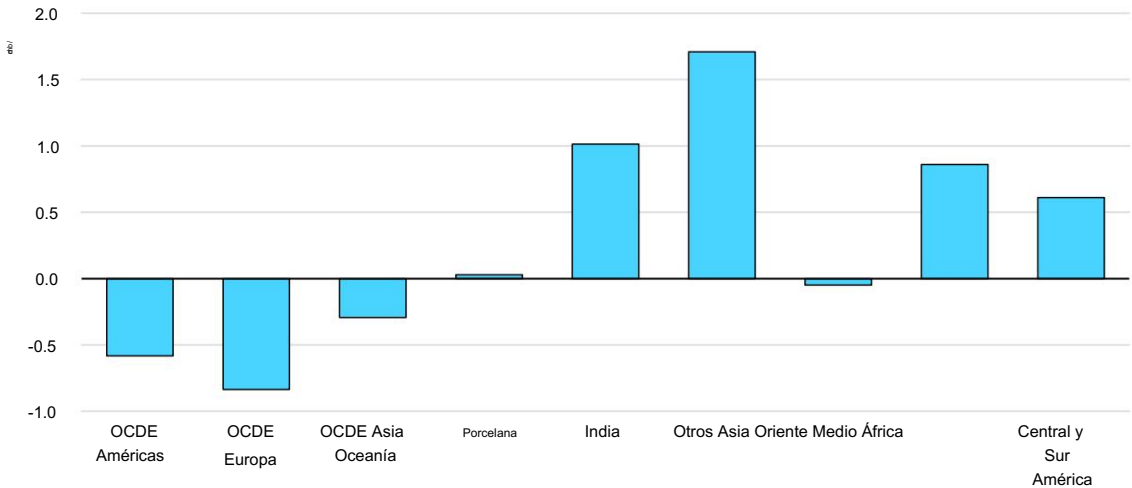


Si bien la trayectoria general de crecimiento de la demanda mundial es en general similar a la del [informe Oil 2024 del año pasado](#), Esto enmascara cambios compensatorios en países individuales, especialmente Estados Unidos, la República Popular China (en adelante, "China") y Arabia Saudita. En nuestro pronóstico actual, la demanda china de petróleo aumentará en unos muy modestos 30 kb/d, concluyendo la década en 16,7 mb/d, en comparación con los 18,1 mb/d esperados el año pasado. Este ajuste a la baja refleja principalmente las ventas de vehículos eléctricos (VE) que se están adelantando a una velocidad vertiginosa, eclipsando el ritmo asumido el año pasado, impulsadas por nuevas iniciativas políticas introducidas para acelerar la adopción de vehículos eléctricos como parte de las medidas de estímulo económico más amplias del país anunciadas en 2024. Por el contrario, la demanda estadounidense de petróleo en 2030 se ha actualizado en 1,1 mb/d a 20 mb/d, ya que una perspectiva de crecimiento del PIB más rápido este año (2,1% frente a 1,7%) y precios de surtidor más bajos se combinan con una pérdida significativa del impulso proyectado en la adopción de vehículos eléctricos para impulsar la demanda de gasolina. Además, la sustitución del petróleo en la generación de energía se está acelerando, liderada por Arabia Saudita.

Los agresivos planes del país para eliminar gradualmente el uso de petróleo en su sector eléctrico a favor del gas natural y las energías renovables reducirán el consumo de petróleo en la generación de energía en 1 mb/d. más de lo previsto, lo que compensó el crecimiento de otros productos y provocó que el consumo de Arabia Saudita cayera en 620 kb/d – la mayor disminución de la demanda de petróleo en términos absolutos para cualquier país en el panorama 2024-30.

Entre los supuestos principales que sustentan nuestras previsiones de demanda se encuentran el crecimiento económico, los precios del petróleo y la adopción de vehículos eléctricos. Para cada uno de estos factores, la reciente escalada de las tensiones comerciales augura un período prolongado de mayor incertidumbre. Esto se aplica especialmente al inestable entorno regulatorio y político mundial, con directivas nacionales e internacionales, como los subsidios a los vehículos eléctricos y las medidas arancelarias, que afectan a los tres simultáneamente. Considerando el aumento relativamente limitado previsto del consumo mundial de petróleo, incluso cambios menores en estas variables alterarían significativamente el ritmo y la pendiente de esta trayectoria.

Crecimiento de la demanda mundial de petróleo por países y regiones seleccionados, 2024-2030



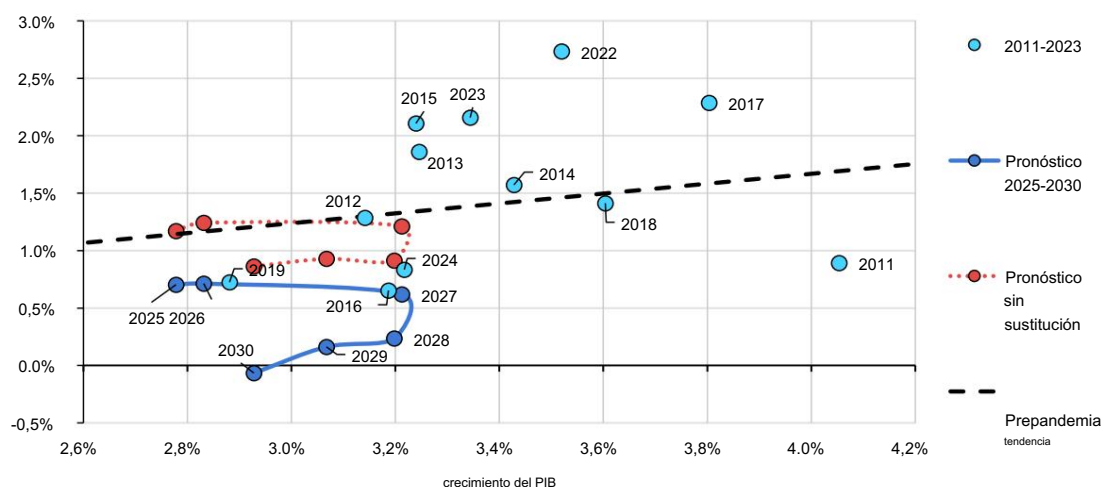
AIE. CC BY 4.0.

### El PIB aún impulsa la demanda de petróleo, pero el desacoplamiento ya está en marcha

Nuestras perspectivas del PIB, con un crecimiento global promedio de aproximadamente el 3,0 % durante el período de pronóstico, incorporan una disparidad regional significativa: la tasa anual de la OCDE, del 1,8 %, representa solo la mitad del 3,9 % de los países no miembros de la OCDE. La tasa global se sitúa casi medio punto por debajo de la tendencia de la década de 2010, ya que la demografía adversa y la desglobalización minan las perspectivas de crecimiento económico y comercio. Esta desaceleración es especialmente pronunciada en China (su expansión anual del PIB es casi cuatro puntos inferior a la de la década de 2010) en un contexto de numerosos desafíos demográficos y económicos estructurales.

Tras la conclusión del período de la pandemia (cuando las políticas de salud pública afectaron drásticamente la demanda de petróleo), el PIB ha reafirmado su papel tradicional como determinante clave del consumo de petróleo, aunque solo brevemente. El aumento del consumo de petróleo en 2025 y 2026 se aproxima al nivel que implica un crecimiento (insuficiente) del PIB. Sin embargo, esta relación de larga data se debilita posteriormente, y se prevé que la demanda de petróleo se estabilice y luego experimente una ligera contracción hacia finales de la década, a medida que la sustitución del petróleo en el transporte y la generación de energía compense cada vez más la contribución del PIB.

Crecimiento de la demanda mundial de petróleo y del PIB, 2011-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Excluye 2020 y 2021 debido a distorsiones por Covid-19.

Fuente: Análisis de la IEA basado en datos de Oxford Economics.

### Los mercados emergentes de Asia y los petroquímicos impulsan las ganancias globales

La sustitución del petróleo por la electrificación es especialmente destacada en el sector del transporte, donde el consumo de combustibles líquidos ya se está estancando. A pesar de la ralentización de su penetración en algunas economías avanzadas, las ventas mundiales de coches eléctricos seguirán aumentando considerablemente a medida que se consolida el extraordinario impulso de las ventas de vehículos eléctricos en China. Se prevé que el aumento del uso de vehículos eléctricos desplazará más de 5 mb/d del consumo de gasolina y diésel a nivel mundial para 2030. Los cambios de comportamiento posteriores a la COVID-19 reducen aún más las perspectivas de demanda de petróleo en el transporte. El teletrabajo, ahora arraigado en la era avanzada...

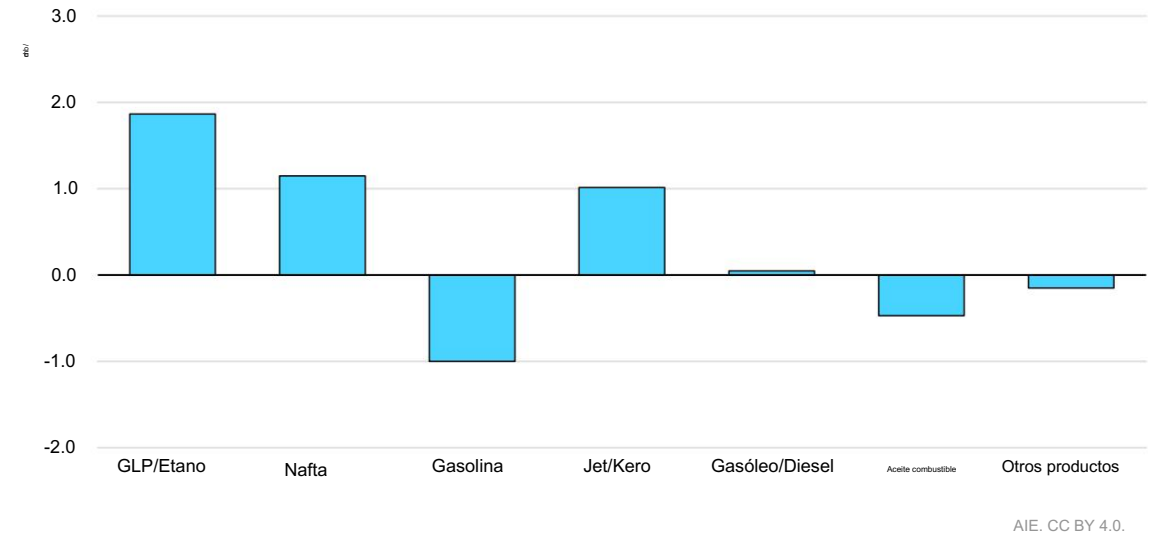
Las economías ahorraron alrededor de 800 kb/d en combustible para el transporte durante 2024, en comparación con 2019. El uso del transporte público se ha visto igualmente transformado por la pandemia, y el número de usuarios del transporte público se mantiene muy por debajo de los niveles de 2019 en muchas de las principales ciudades occidentales. En este caso, el auge de la movilidad en China tras la reapertura eclipsa la recuperación en otros países, con un repunte del transporte público mucho más rápido.

Demanda mundial de petróleo por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2024-30             |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |
|--------------------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|
|                    | Crecimiento 2024-30 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |             |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |
|                    | 2019                | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Tasa | Crecimiento |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |
| GLP/Etano          | 13,2                | 13,3 | 13,6 | 27,1 | 27,3 | 27,2 | 6,1  | 7,2  | 7,5  | 8,0  | 28,7 | 25,4        | 28,5  | 6,5   | 6,5   | 16,4  | 17,0  | 2,0%  | 7,1   | 8,4  | 2,5% | 27,0 | 26,2 | 1,9  |
| Nafta              | 6,7                 | 6,6  | 7,0  | 6,4  | 11,2 | 11,2 | 11,0 | 11,0 | 10,0 | 10,2 | 27,6 | 3,0         | 103,8 | 104,5 | 105,1 | -0,6% | 8,2   | 8,5   | 2,1%  | 28,5 | 28,3 | 0,0% | 6,3  | 1,2  |
| Gasolina           | 26,9                | 23,9 | 26,0 | 0,7  |      |      |      | 27,2 | 27,4 |      |      |             | 6,1   | -1,2% | 12,0  | 10,9  | -0,2% | 105,4 | 105,6 |      |      |      |      | -1,0 |
| Jet/queroseno      | 7,9                 | 4,6  | 5,2  |      |      |      |      | 7,6  | 7,7  |      |      |             | 105,5 | 0,4%  | 8,4   |       |       |       |       |      |      |      |      | 1,0  |
| Gasóleo/Diesel     | 28,7                | 26,7 | 28,2 |      |      |      |      | 28,3 | 28,3 |      |      |             | 28,4  |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      | 0,0  |
| fueloil residual   | 6,2                 | 5,8  | 6,3  |      |      |      |      | 6,5  | 6,5  |      |      |             | 6,2   |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      | -0,5 |
| Otros productos    | 11,1                | 10,8 | 10,9 |      |      |      |      | 11,0 | 11,0 |      |      |             | 11,0  |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      | -0,2 |
| Total de productos | 100,7               | 91,7 | 97,4 |      |      |      |      |      |      |      |      |             |       |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      | 2,5  |
| Cambio anual       | 0,7                 | -9,0 | 5,7  | 2,7  | 2,2  | 0,9  | 0,7  |      |      | 0,6  | 0,2  | 0,2         | -0,1  |       |       |       |       |       |       |      |      |      |      |      |

Hasta la fecha, el uso de petróleo en la aviación y el transporte marítimo se ha mantenido relativamente aislado de la sustitución directa por la electrificación y otras alternativas no petroleras que afectan a los combustibles para el transporte por carretera. Sin embargo, las perspectivas de demanda subyacente razonablemente positivas para ambos sectores se verán sustancialmente erosionadas por las mejoras en la eficiencia del combustible. En consecuencia, es posible que el uso de combustible para aviones y queroseno no recupere los niveles previos a la COVID-19 hasta 2027, cuatro años después de que la actividad aérea superara ese mismo hito. Al mismo tiempo, las normas de emisiones exigidas por la Organización Marítima Internacional (OMI) de las Naciones Unidas (ONU) provocarán un estancamiento en el crecimiento del abastecimiento de combustible.

Crecimiento de la demanda mundial de petróleo por producto, 2024-2030



A nivel sectorial, se prevé que las materias primas petroquímicas sigan dominando el crecimiento de la demanda mundial. Sujetas a menos obstáculos estructurales que las principales...

En cuanto a los combustibles para el transporte, estimamos que la producción de productos como polímeros y fibras sintéticas requerirá 18,4 millones de barriles diarios de petróleo en 2030, lo que equivale a más de uno de cada seis barriles utilizados a nivel mundial. Casi la mitad de este aumento provendrá del etano o el GLP, y el sector petroquímico sigue siendo el principal consumidor final del creciente suministro de LGN.

Las materias primas también serán el principal catalizador del crecimiento de la demanda de petróleo de China, con un aumento de 1,1 mb/d que compensará una contracción aproximadamente equivalente en la gasolina. En consecuencia, el consumo de petróleo chino apenas aumentará durante el período previsto, muy lejos de la década de 2010, cuando la demanda de petróleo del país creció un 6 % anual. En cambio, India liderará el crecimiento mundial, con un aumento de 1 mb/d por encima del pronóstico. Sin embargo, India estará muy lejos de alcanzar el espectacular ritmo de expansión de China, ya que su PIB per cápita y su consumo de petróleo se mantendrán en una fracción de los de su vecino del norte.

## Fundamentos

### Una nueva era de proteccionismo modera el crecimiento del PIB

En medio de dificultades estructurales como el envejecimiento de la población, el aumento del proteccionismo y la presión sobre las finanzas públicas, se proyecta que el crecimiento del PIB mundial promedie cerca del 3% durante el período 2025-30, casi medio punto porcentual menos que durante la década de 2010. Las economías emergentes representarán la mayor parte de esta expansión, con un crecimiento promedio del 3,9% en los países no pertenecientes a la OCDE, en comparación con el 1,8% en los países de la OCDE. Para 2030, la participación de los países no pertenecientes a la OCDE en el PIB mundial ascenderá al 59%, desde el 56% en 2024.

Mucho antes de que Estados Unidos adoptara políticas comerciales fuertemente proteccionistas a principios de 2025, la última década ya había sido testigo de un marcado aumento de las medidas que obstaculizaban los flujos comerciales y de inversión en medio de un proceso más amplio de desglobalización.

La relación entre el comercio y las inversiones transfronterizas y el PIB se ha estancado prácticamente durante la última década, en medio de una retirada global del libre comercio hacia políticas mercantilistas, aranceles y subsidios. Además del impacto estancacionario directo del aumento de aranceles y otras restricciones a las exportaciones e importaciones, la incertidumbre que conlleva actúa como un freno para el comercio y la inversión durante el período de pronóstico. Un ejemplo de ello es el [Índice de Incertidumbre de la Política Económica Global de Baker, Bloom y Davis](#).

---

alcanzando el nivel más alto jamás alcanzado en abril de 2025.

Antes de que la reciente incertidumbre en torno a los aranceles acaparara la atención este año, la economía mundial había mostrado una considerable resiliencia tras las subidas sin precedentes de los tipos de interés de los bancos centrales en 2022-23. Los shocks de demanda y oferta pospandemia habían impulsado la inflación en las economías desarrolladas hasta el 9-10 % a mediados de 2022, su máximo en 40 años. Desde entonces, la inflación ha retrocedido, y la mayoría de los principales bancos centrales han adoptado una postura monetaria expansiva. La principal excepción a este respecto es Estados Unidos, donde la flexibilización monetaria, por ahora, ha...

se detuvo debido a que la inflación resultó más rígida de lo previsto inicialmente. Sin embargo,

con tasas de inflación de equilibrio derivadas de los mercados de bonos que estiman la inflación anual estadounidense en alrededor del 2,4% en un horizonte de cinco años, aún no corre el riesgo de quedar psicológicamente arraigado.

Aun así, diversos factores estructurales podrían presionar la inflación al alza y lastrar el crecimiento a largo plazo, creando un cóctel estanflacionario y poniendo fin definitivamente al entorno de bajos tipos de interés que prevaleció durante la mayor parte de las últimas dos décadas. En el centro de estos problemas se encuentra la demografía adversa en los países desarrollados, donde se prevé que el envejecimiento de la población reduzca la productividad laboral, presione los balances fiscales e incremente la deuda pública; este último aspecto ya se encuentra bajo presión por el aumento del gasto en defensa, sanidad y bienestar social.

Los crecientes déficits presupuestarios y las políticas fiscales insostenibles lastran cada vez más el crecimiento económico, ya que una mayor proporción de los ingresos públicos se destina a la refinanciación de la deuda y al pago de los tipos de interés. En este sentido, el Fondo Monetario Internacional (FMI) ha señalado la urgente prioridad de abordar la implacable combinación de bajo crecimiento y alto endeudamiento, dado que la deuda pública mundial alcanzó la cifra récord de 100 billones de dólares en 2024.

Paralelamente, las tensiones geopolíticas están transformando los patrones comerciales. Además de los conflictos en Europa y Oriente Medio, China se ha convertido cada vez más en el foco de atención en medio de acusaciones de prácticas comerciales desleales, ya que el país básicamente exporta sus desequilibrios económicos internos. Además, las reivindicaciones territoriales de China han generado relaciones cada vez más tensas con sus vecinos. Paralelamente, las tensiones comerciales con Estados Unidos han aumentado, concentrándose en la tecnología y la propiedad intelectual.

Supuestos de crecimiento del PIB real

|                            | 2011-2019 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026-30 | Vs. década de 2010 |
|----------------------------|-----------|------|------|------|---------|--------------------|
| Estados Unidos             | 2,4%      | 2,9% | 2,8% | 1,2% | 2,3%    | -0,1%              |
| Europa                     | 1,9%      | 1,4% | 1,7% | 1,4% | 1,5%    | -0,4%              |
| Japón                      | 0,9%      | 1,5% | 0,1% | 0,8% | 0,2%    | -0,6%              |
| Porcelana                  | 7,3%      | 5,4% | 5,0% | 4,1% | 3,8%    | -3,5%              |
| India                      | 6,8%      | 8,9% | 6,6% | 6,5% | 6,4%    | -0,4%              |
| África                     | 3,6%      | 2,7% | 3,3% | 3,7% | 3,9%    | 0,2%               |
|                            |           |      |      |      |         |                    |
| OCDE                       | 2,1%      | 1,8% | 1,7% | 1,2% | 1,9%    | -0,2%              |
| No perteneciente a la OCDE | 4,7%      | 4,6% | 4,4% | 4,0% | 3,9%    | -0,7%              |
| Mundo                      | 3,4%      | 3,3% | 3,2% | 2,8% | 3,0%    | -0,3%              |

Fuente: Oxford Economics.

Los supuestos sobre el crecimiento del PIB y su impacto en la demanda de petróleo son un componente clave de nuestras estimaciones. La elasticidad media del PIB de la demanda mundial de petróleo utilizada para la modelización (antes de los efectos de sustitución) es de aproximadamente 0,3 para los países de la OCDE y de 0,6 para los países no pertenecientes a la OCDE, lo que refleja la mayor intensidad del consumo de petróleo en los mercados emergentes.

Además, las expectativas sobre los precios futuros del petróleo son fundamentales para las estimaciones de la demanda, ya que los pronósticos son sensibles tanto al nivel absoluto de precios como a las variaciones intertemporales de precios. Las estimaciones se basan en la curva de precios a plazo del petróleo Brent del ICE (que asciende desde

USD 64/bbl en 2026 a USD 67/bbl en 2030. Para 2025, los precios se prorratean entre los precios realizados del petróleo Brent y la curva forward. Estos se descuentan posteriormente a valores reales.

Se estima que el PIB de Estados Unidos crecerá un promedio del 2,1 % durante el período de pronóstico, basándose en su sólida recuperación posterior a la COVID-19. El país continúa superando a otras economías desarrolladas, con un crecimiento y una productividad impulsados por un perfil demográfico saludable, un mercado laboral flexible, una economía impulsada por el consumo, un dinamismo de la oferta y la innovación tecnológica. Por el contrario, el gasto fiscal insostenible, el aumento de la deuda nacional y la incertidumbre con respecto a las políticas comerciales actúan como factores adversos. El déficit presupuestario de 2024 superó los 1,8 billones de dólares, o el 6,4 % del PIB, mientras que la deuda federal pública de 28 billones de dólares se acerca al 100 % del PIB. Se espera que esto mantenga la inflación elevada y la política monetaria relativamente restrictiva, lo que provocará una desaceleración del crecimiento del PIB del 2,6 % en 2028 al 2 % al final del período de pronóstico.

La eurozona, que lleva tiempo en crisis, está lista para salir gradualmente del estancamiento que caracterizó el período 2023-24, cuando las economías de sus miembros apenas se expandieron. El crecimiento promediará un 1,5 % durante el período previsto, impulsado por la recuperación de Alemania hasta su tasa de tendencia de alrededor del 2 %. En este sentido, el reciente compromiso del país de reactivar su economía moribunda mediante el gasto fiscal parece ser un punto de inflexión. Dado que la inflación se ha desacelerado recientemente hacia el objetivo del 2 % del Banco Central Europeo, la política monetaria expansiva será un factor clave que impulsará los ingresos reales y la demanda interna. Sin embargo, esto se traduce en un ritmo de expansión aún moderado, aproximadamente medio punto por debajo del promedio de la década de 2010, mientras el bloque se enfrenta al espectro de la llamada «japonización». En un contexto de baja productividad y una demografía sombría, la población en edad laboral de la región está a punto de entrar en contracción. El crecimiento estará liderado por el sector servicios, especialmente en las economías del sur de Europa, donde el auge del turismo es un importante factor de apoyo. En cambio, la producción industrial, que lleva más de tres años en declive, se mantiene moderada, muy por debajo de los niveles pre-COVID, en un contexto de débil demanda externa. Las políticas proteccionistas de EE. UU. y la creciente competencia de China podrían desplazar a los países de la UE en el comercio mundial a medida que se erosiona su competitividad.

La expansión de Japón se desacelerará gradualmente desde alrededor del 1% a mediados de la década hacia cero al final del período de pronóstico, lastrada por una productividad crónicamente baja y una demografía terrible a medida que el envejecimiento de la población se traduce en una fuerza laboral en contracción.

El crecimiento de China disminuirá de forma constante durante el período de las perspectivas, ya que el país se enfrenta a numerosos obstáculos estructurales. La expansión del PIB se reducirá al 3,7 % en 2030, la mitad de la tendencia prepandémica de la década de 2010. Además de la disminución de la población (que se prevé que disminuya un 1,3 % entre 2025 y 2030), una prolongada caída del mercado inmobiliario y un enorme exceso de capacidad, existe el riesgo constante de una espiral deflacionaria.

El modelo industrial basado en la exportación de paneles solares, automóviles y baterías se ve cada vez más amenazado, ya que importantes socios comerciales se muestran reacios a absorber las exportaciones baratas con las que el país inunda los mercados globales. Dado que el gasto del consumidor se mantiene cauteloso, las autoridades han intensificado los estímulos fiscales y monetarios. Sin embargo, esto no será suficiente para reactivar estructuralmente la lenta actividad interna.

La estelar trayectoria expansiva de la India continuará prácticamente sin cambios, con un crecimiento del PIB promedio del 6,4 % durante el período previsto. Este es, con diferencia, el más alto de cualquier economía importante, impulsado por ventajas estructurales como una clase media en expansión con un poder adquisitivo creciente y una dinámica demográfica joven.

Además, la mejora de la infraestructura ayudará a impulsar la movilidad y la propiedad de automóviles.

La demanda de petróleo crecerá a un ritmo relativamente rápido a medida que los cambios en los patrones de gasto, la urbanización y la industrialización hagan que la economía de la India requiera más energía.

Los cambios económicos y tecnológicos desaceleran el aumento del consumo de combustible per cápita

Quizás el factor más importante de la demanda de petróleo sea el crecimiento económico. Si bien un mayor PIB suele conllevar un mayor consumo de petróleo, esta relación puede ser desigual y cambiar con el tiempo. La relación entre la demanda de los tres principales combustibles para el transporte (gasolina, gasóleo y combustible para aviones) y el PIB es ilustrativa a este respecto.

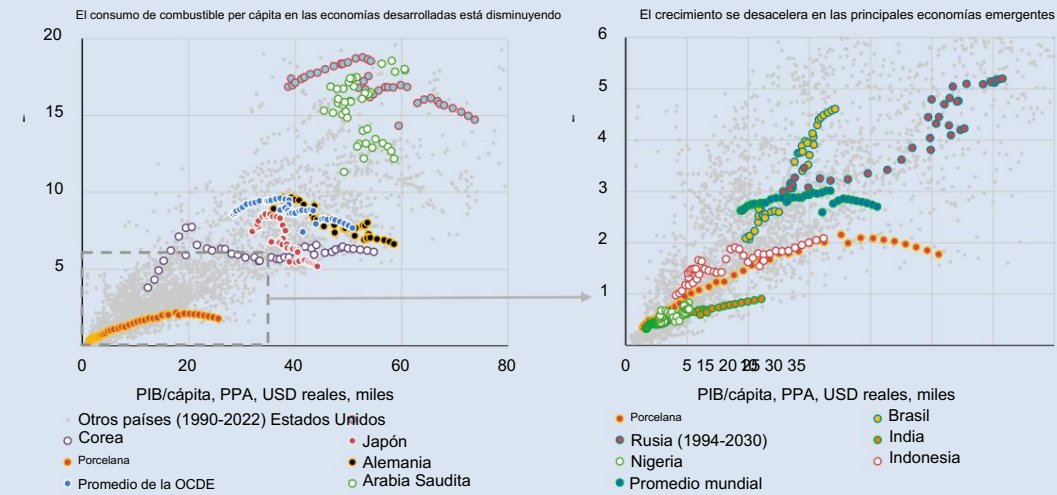
El creciente uso de combustibles derivados del petróleo ha desempeñado históricamente un papel clave a medida que aumenta el PIB per cápita. El uso del gasóleo es crucial para la expansión de los sectores industrial y extractivo, así como para el establecimiento de las redes logísticas asociadas que contribuyen a la transición de una economía hacia una economía de ingresos medios. Este combustible también es esencial para la construcción y la formación de capital fijo relacionada. La demanda de gasolina y combustible para aviones aumenta significativamente a medida que aumentan los ingresos disponibles de la clase media, la propiedad de automóviles y las oportunidades de viajes de ocio.

Con el tiempo, a medida que el sector servicios adquiere una mayor importancia en la economía, la participación de los sectores con un consumo intensivo de combustible disminuye en el crecimiento. La cantidad de viajes personales también está limitada fundamentalmente por el tiempo y las distancias, por lo que el crecimiento de la distancia recorrida por persona se ralentiza con ingresos más altos.

Estados Unidos tiene un consumo de combustible per cápita comparativamente elevado, uno de los más altos de todas las grandes economías y más del doble que el de Alemania, Japón o el Reino Unido. Esto se debe a una combinación de varios factores. Estados Unidos tiene unos ingresos promedio muy altos, combinados con una baja densidad de población y ciudades en expansión. También presenta una relativa falta de redes de transporte público bien desarrolladas. Asimismo, su condición de gran productor de petróleo contribuye a mantener los precios al consumidor relativamente bajos, mientras que otros países aplican impuestos sustanciales al combustible.

En estos términos, países como Arabia Saudita, Canadá y Australia se asemejan más a Estados Unidos que otros países altamente industrializados de Europa y Asia. Entre las grandes economías de ingresos medios, refleja mejor la dirección que tomarán Brasil y la Federación Rusa (en adelante, «Rusia») que China e India, países densamente poblados.

PIB vs. demanda total de gasolina, jet/queroseno y gasóleo per cápita, 1990-2030

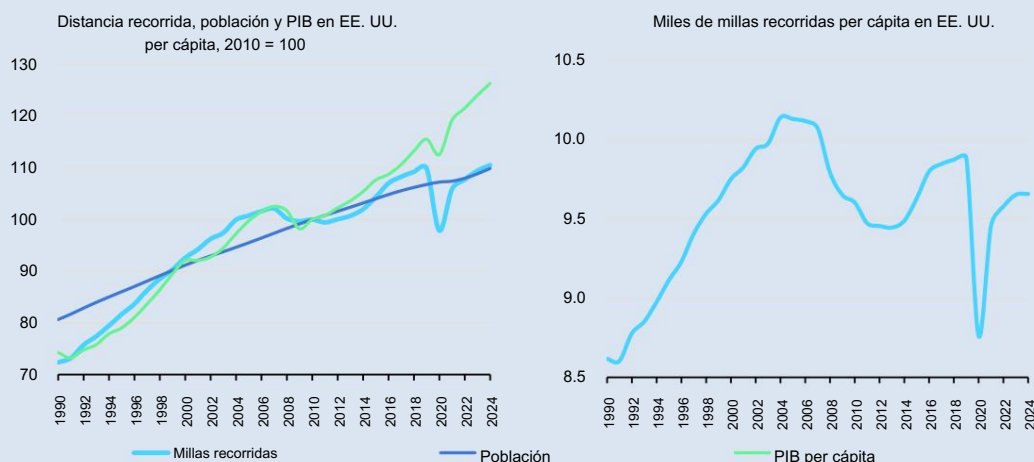


AIE, CC BY 4.0.

Nota: PPP = Paridad de Poder Adquisitivo.  
Fuente: Análisis de la IEA basado en datos de Oxford Economics.

La demanda estadounidense de combustible per cápita ha disminuido de forma constante desde principios de este siglo. Lo mismo ocurre con la OCDE como grupo, a pesar del crecimiento generalizado del PIB per cápita. Algunos países ricos no pertenecientes a la OCDE, en particular Arabia Saudita, también muestran trayectorias similares, ya que se utilizan cada vez más otras fuentes de energía en la generación de energía y la industria, y aumenta el papel de los sectores con menor consumo de petróleo.

Las millas recorridas por vehículos en EE. UU. (VMT), según la Administración Federal de Carreteras, son un indicador clave de la demanda mundial de petróleo, ya que los conductores estadounidenses representan aproximadamente un tercio del consumo mundial de gasolina. Antes de la Crisis Financiera Mundial (CFG) de 2008, el VMT aumentó de forma constante en consonancia con el aumento de los ingresos. Desde entonces, el VMT per cápita ha aumentado, aunque de forma desigual, ligeramente por debajo del crecimiento de la población general y muy por debajo del aumento de los ingresos. Cabe destacar que ni la recuperación posterior a la CFG ni la posterior a la COVID-19 hicieron que las tasas medias de conducción volvieran a los niveles anteriores. El VMT per cápita de 2024 se situó casi un 5 % por debajo de los niveles previos a la CFG, a pesar de un aumento real de casi el 25 % del PIB per cápita. El aumento de los precios del combustible, especialmente en 2007-2008 y 2011-2014, probablemente influyó, al igual que el envejecimiento de la población y el aumento significativo de la prevalencia del teletrabajo. Con las distancias recorridas en EE. UU. alcanzando lo que parece ser un punto de saturación, la mejora del ahorro de combustible y la sustitución de vehículos eléctricos están erosionando gradualmente la demanda.



AIE. CC BY 4.0.

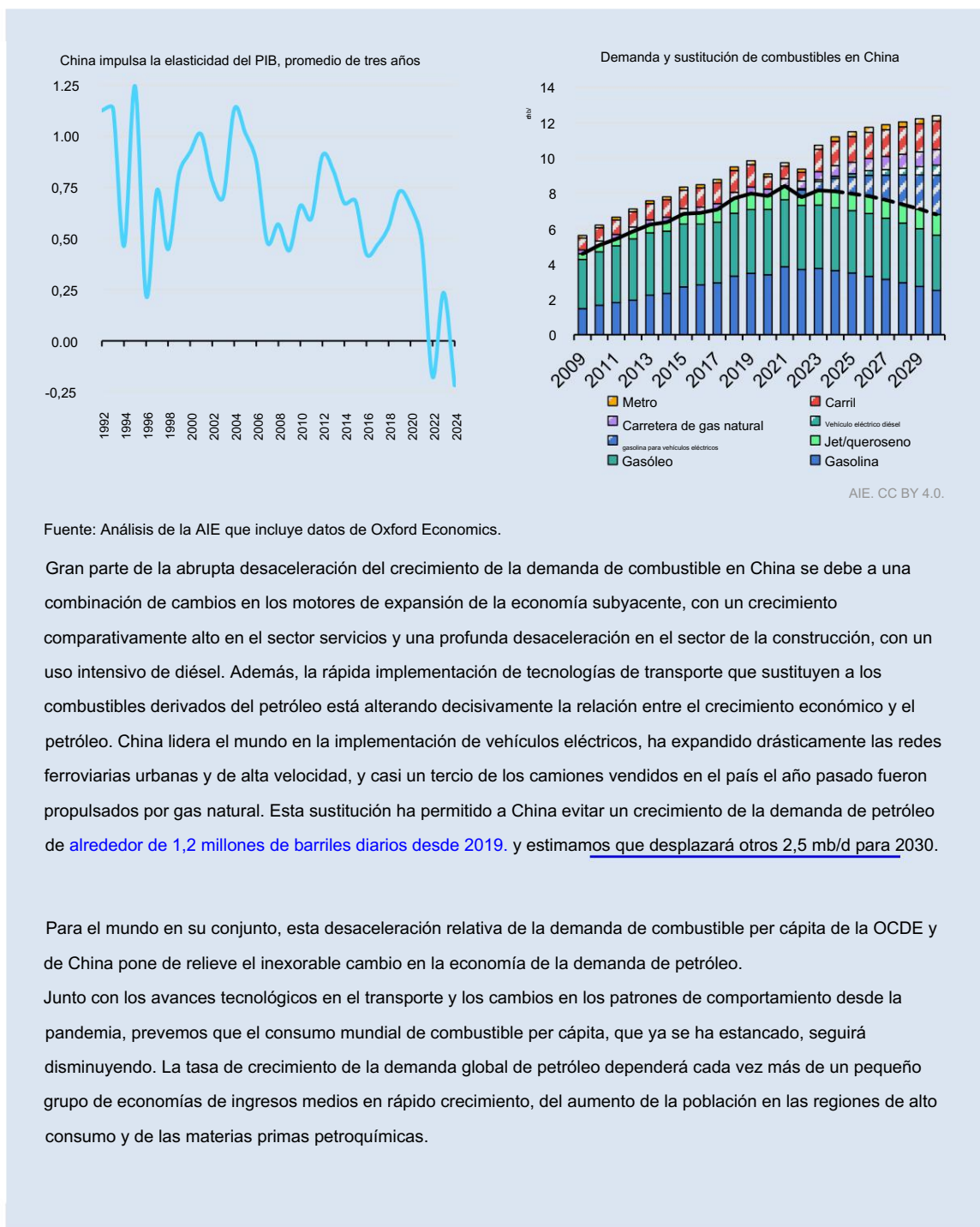
Fuentes: Administración Federal de Carreteras de Estados Unidos y Oxford Economics.

En Japón, la combinación del rápido envejecimiento de la población, el fin del auge de la construcción y la excelente infraestructura de transporte público (incluida una red ferroviaria de alta velocidad de primer nivel) ha significado que el consumo de combustible per cápita ha disminuido más del 25% desde 1990, a pesar de un aumento del 30% del PIB per cápita. Las fuertes mejoras en la eficiencia del parque automovilístico (véase el aumento de la eficiencia de combustible de los vehículos híbridos, que reduce el consumo de gasolina en Japón) han contribuido a esta rápida trayectoria descendente. Muchos de estos factores también se aplican a Corea, que está aún más densamente poblada que su vecino oriental. El PIB per cápita coreano ha crecido espectacularmente desde 1990, desde un nivel equivalente al de la Indonesia actual, hasta superar a países como Japón, el Reino Unido y Francia, gracias a un enorme aumento de la producción industrial.

Sin embargo, la demanda de combustible per cápita ha caído un 20% desde que alcanzó su máximo en 1996. Las experiencias de Japón y Corea son puntos de referencia invaluable para comprender los acontecimientos que se están desarrollando en China y otras economías asiáticas emergentes y en desarrollo.

En las últimas décadas, el producto económico per cápita de China ha aumentado a un ritmo notable, lo que ha catapultado al país desde un rango de ingresos promedio comparativamente bajo hasta situarlo firmemente en la categoría de ingresos medios. Entre 1990 y 2024, el PIB real per cápita (PPA) de China se multiplicó por más de 14. Ninguna economía importante se acerca a un crecimiento de esta magnitud. Por ejemplo, el PIB per cápita de la India se multiplicó por poco menos de cinco y el de Corea, por menos de cuatro. Como era de esperar, China ha sido el eje central del crecimiento de la demanda mundial de combustible durante la mayor parte de este período, con una demanda añadida de 5,7 mb/d solo en este siglo, más de un tercio del total mundial.

Si bien es impresionante, este crecimiento de la demanda de combustible es ligeramente menor de lo que podría implicar el aumento del PIB. En la mayoría de las economías, la relación entre el combustible y el PIB, o elasticidad del PIB, ronda el 50% y puede ser mucho mayor en los países de ingresos medios. En China, esta tasa fue apenas inferior al 37% en promedio entre 1990 y 2024, y cayó a cero en los últimos años en medio de una creciente sustitución en el transporte.



## Demanda de combustible para carreteras

## Los vehículos eléctricos siguen erosionando el consumo de gasolina y diésel

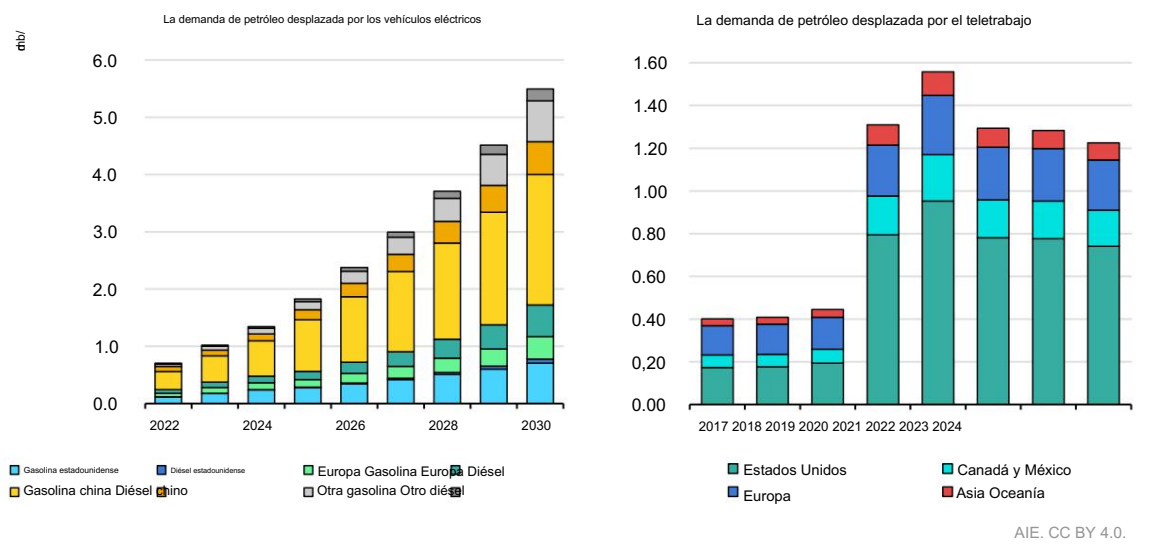
Las ventas mundiales de automóviles eléctricos continuarán su notable trayectoria de crecimiento, y se prevé que los vehículos eléctricos desplacen un total de 5,4 mb/d de la demanda mundial de petróleo para finales de la década, frente a los 1,3 mb/d ahorrados en 2024. Las ventas de vehículos eléctricos superaron los 17 millones en 2024 y son

Se espera que supere los 20 millones en 2025, lo que representa alrededor de una cuarta parte de todos los automóviles vendidos a nivel mundial, según el [informe Global EV Outlook 2025 de la AIE](#).

Sin embargo, estas cifras principales ocultan importantes disparidades entre regiones: el dinamismo de China contrasta marcadamente con la desaceleración del impulso en otras partes. Las ventas de vehículos eléctricos en China aumentaron casi un 40% el año pasado, representando casi dos tercios de las ventas mundiales. Casi la mitad de los coches chinos vendidos fueron eléctricos, gracias al sólido apoyo de las políticas gubernamentales y a una amplia gama de modelos a precios competitivos.

Las ventas en otros lugares fueron menos estelares el año pasado, con un crecimiento estancado en Europa y solo un modesto aumento interanual del 10% en los Estados Unidos, frente al 40% en 2023. En muchas economías avanzadas, los vehículos eléctricos han tenido dificultades para ampliar su atractivo más allá de los conductores urbanos y conscientes del medio ambiente. Los altos precios, tanto en términos absolutos como en comparación con los coches convencionales, la preocupación por la falta de infraestructura de carga y autonomía, así como la caída del valor de los vehículos de segunda mano, han mantenido a algunos compradores al margen. La eliminación gradual o la reducción de los subsidios en algunos países también ha contribuido a la reticencia de los compradores. En consecuencia, la narrativa global de los vehículos eléctricos sigue siendo predominantemente china, con su adopción en el mercado masivo contrastando con su estatus de nicho comparativo en otros países.

Desplazamiento de la demanda de petróleo por los vehículos eléctricos y el teletrabajo



En general, estas disparidades regionales, aunque se están atenuando ligeramente, persistirán durante el período de pronóstico, y se prevé que el dominio de China se mantenga. En 2030, se prevé que la cuota mundial de ventas de coches eléctricos supere el 40 %. Los vehículos eléctricos representarán el 80 % de las ventas chinas, con cuotas más modestas para Europa (60 %) y, especialmente, Estados Unidos (20 %). China representará

Para aproximadamente la mitad del ahorro proyectado de 5,4 mb/d en la demanda de petróleo para 2030, Europa y Estados Unidos captarán aproximadamente el 14% cada uno. Aproximadamente tres cuartas partes de las reducciones en la demanda corresponderán a la gasolina, y el resto al diésel.

Nuestras perspectivas están rodeadas de una considerable incertidumbre, en particular debido a la volatilidad del panorama regulatorio. Esto se aplica tanto al mercado nacional (por ejemplo, los créditos fiscales estadounidenses podrían desaparecer bajo la legislación propuesta recientemente) como al internacional. El dominio de China en las tecnologías limpias globales ha generado fricciones con sus socios comerciales, en medio de acusaciones de que, respaldado por una ayuda gubernamental desproporcionada, el país está exportando su sobrecapacidad estructural. Los aranceles adicionales de la UE y EE. UU. que entraron en vigor el año pasado son un ejemplo de ello.

## Los trabajos desde casa transforman las perspectivas de la demanda de gasolina

Cinco años después de que la pandemia de COVID-19 generara una necesidad acuciante de teletrabajo, el teletrabajo se ha consolidado en las economías occidentales, especialmente en Estados Unidos. Observamos que el impacto agregado de los cambios de comportamiento laborales pospandémicos ha reducido la demanda mundial de combustibles para carreteras en aproximadamente 800 kb/d en comparación con los niveles de 2019, lo que representa un desplazamiento total de aproximadamente 1,2 kb/d. Este nivel de ahorro se mantendrá prácticamente estable durante nuestro período de pronóstico hasta 2030. Esta reducción se concentra principalmente en Estados Unidos, donde se están evitando casi 800 kb/d de consumo de combustible.

Tras dispararse al 60 % en el punto álgido de las restricciones de confinamiento de 2020 (desde menos del 10 % antes de la COVID-19), la proporción de días laborales remunerados del teletrabajo en Estados Unidos se ha mantenido bastante estable desde 2022, en torno al 25-30 %. Tasas de vacantes en oficinas de EE. UU. El teletrabajo, que actualmente alcanza un máximo histórico del 13,9% y supera el 9,3% de 2019, también refleja esta transformación. El teletrabajo ha demostrado ser popular entre los empleados que desean mejorar su equilibrio entre vida laboral y personal evitando largos desplazamientos. El ahorro en viajes costosos y la posibilidad de vivir en zonas más económicas son otros incentivos. En medio de las grandes diferencias entre grupos de edad, ingresos e industrias, el teletrabajo está más extendido entre los empleados urbanos más jóvenes y con mayor formación en tecnologías de la información, finanzas y medios de comunicación. Esto contrasta con sectores como la hostelería y la industria manufacturera, donde el trabajo no puede realizarse fácilmente a distancia.

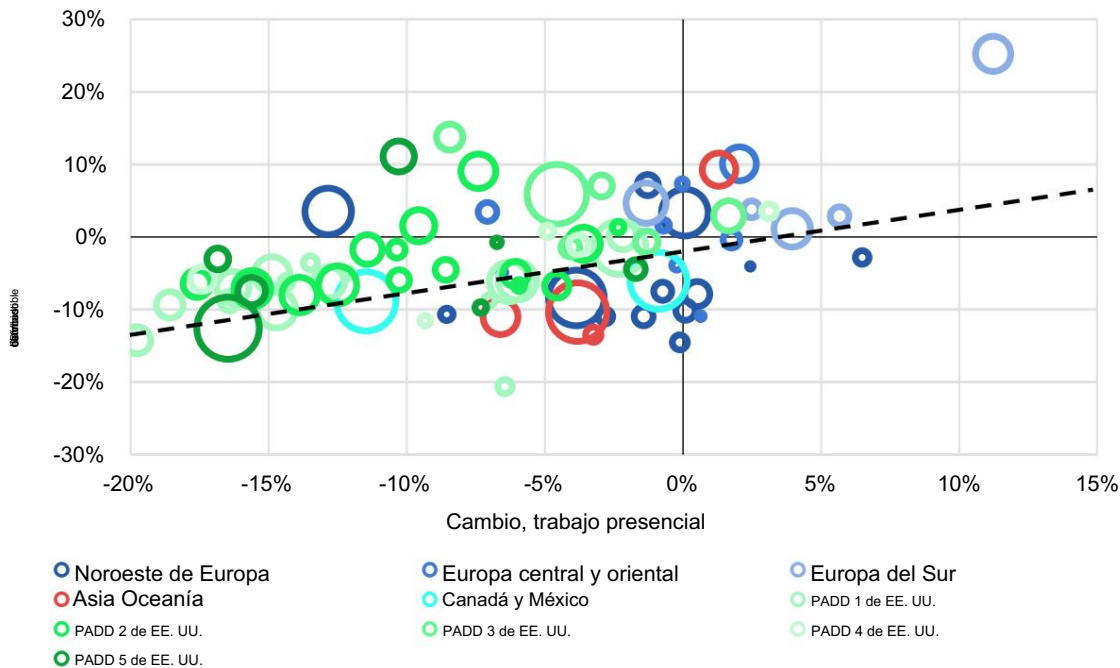
Aun así, la llegada del trabajo híbrido a la nueva normalidad podría ser algo prematura. En 2024, hubo numerosos informes de grandes empresas que revirtieron su postura sobre el trabajo remoto e híbrido, convocando a su personal a la oficina cinco días a la semana.

Estos empleadores intensificaron sus esfuerzos para recuperar el control ante la preocupación de que el trabajo remoto afecte negativamente la productividad y la innovación, y que los empleados desconectados en casa sean vistos como menos reactivos y accesibles. Esta cuestión aún no se ha resuelto, ya que los estudios sobre los cambios en la productividad y el teletrabajo durante el período 2020-23 no muestran...

Una correlación significativa. Aun así, el reciente enfriamiento del mercado laboral estadounidense, especialmente en el sector tecnológico, ha reforzado el poder de negociación de los empleadores para reducir el teletrabajo.

Sin embargo, este retroceso en el regreso a la oficina entre las grandes empresas aún no se refleja en las estadísticas de teletrabajo. El número de empresas estadounidenses que requieren cinco días en la oficina se ha reducido seis puntos porcentuales en 2024, del 38 % al 32 %, según datos de la plataforma de investigación [Flex Index](#). Aunque es probable que en 2025 entren en vigor políticas más estrictas, es probable que el aumento del teletrabajo siga siendo un legado permanente de la pandemia, ya que el derecho a modalidades de trabajo flexibles está consagrado por ley en varios países europeos. Además, los avances tecnológicos en videoconferencias podrían impulsar aún más el teletrabajo a largo plazo.

Trabajo presencial en la OCDE y demanda de combustible para transporte por carretera, 2019 frente a 2023



AIE. CC BY 4.0.

Notas: LDV = vehículo ligero. PADD = Administración del Petróleo de EE. UU. para el Distrito de Defensa. PADD 1 = Costa Este, PADD 2 = Medio Oeste, PADD 3 = Costa del Golfo, PADD 4 = Montañas Rocosas y PADD 5 = Costa Oeste.  
Fuentes: Análisis de la IEA que incluye datos de la [Oficina del Censo de EE. UU.](#), [Administración Federal de Carreteras de los Estados Unidos](#), [Eurostat](#) y [Encuesta de investigación sobre acuerdos y actitudes laborales del WFH](#).

El impacto del teletrabajo en la demanda de gasolina ha sido más pronunciado en el ámbito anglosajón, donde ha ganado una amplia aceptación cultural. De hecho, el individualismo cultural surge como quizás el principal factor de variación en [las tasas de teletrabajo entre países](#). Otros factores, como [la rigurosidad del confinamiento](#), la densidad de población y el PIB per cápita, también se correlacionan positivamente con la adopción del teletrabajo. A principios de 2025, los empleados a tiempo completo trabajaban desde casa más de 1,5 días a la semana en Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido, lo que los sitúa por delante de otros países desarrollados.

economías, según la [Encuesta mundial sobre acuerdos de trabajo](#). En Europa, el teletrabajo es más frecuente en las ciudades del norte: Londres, Estocolmo y Ámsterdam registraron la mayor proporción de empleados trabajando desde casa en 2023, con más del 50 % de los residentes teletrabajando "habitualmente" o "a veces", según Eurostat de la UE.

Sin embargo, el vínculo entre el trabajo desde casa, la conducción y la demanda de combustibles para carreteras no está claro. Las investigaciones muestran que, si bien el teletrabajo reduce tanto la distancia total como los kilómetros recorridos en vehículo, los teletrabajadores realizan más viajes no relacionados con el trabajo durante sus días libres, lo que compensa una parte significativa de la reducción en los desplazamientos. Sin embargo, estos viajes adicionales suelen ser más cortos que los desplazamientos diarios y probablemente se centran más en medios de transporte no motorizados, como caminar y andar en bicicleta. Los datos métricos de viajes diarios en EE. UU. de la Oficina de Estadísticas de Transporte muestran una proporción creciente de viajes de menos de una milla.

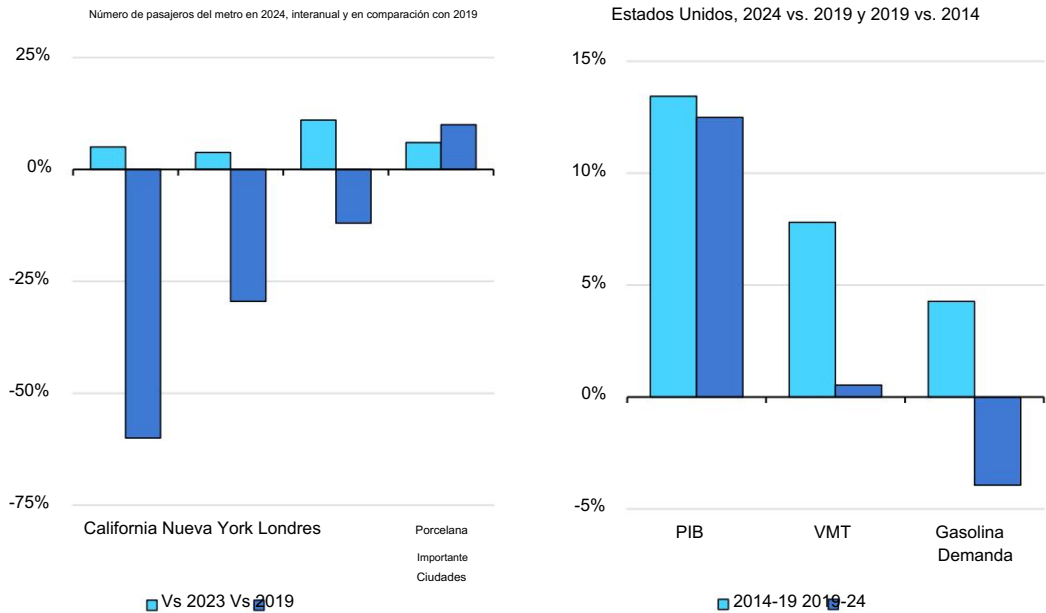
Estos representaron el 23,9 % de todos los viajes en 2019 y el 27,6 % en 2023. De igual manera, la población activa promedio que permanece en casa (es decir, que no se aleja más de una milla de su hogar) aumentó un 11 % durante este período, de 63,4 millones a 70,1 millones. Además, los datos estatales sobre la fuerza laboral y el VMT revelan una variación sustancial dentro de Estados Unidos, con estados del noreste y la costa oeste que presentan mayores niveles de teletrabajo y mayores descensos en la conducción y el consumo implícito de gasolina.

En Estados Unidos, el teletrabajo también ha acelerado la desconexión entre la movilidad y las variables macroeconómicas, como el PIB y las tendencias de empleo, con menos millas recorridas por dólar de producción. El VMT en Estados Unidos ha estado rezagado respecto del PIB durante décadas, a medida que la conducción se acercaba gradualmente a la saturación, un desarrollo que posteriormente se aceleró con el teletrabajo. Si bien el crecimiento acumulado del PIB estadounidense del 13 % entre 2019 y 2024 es prácticamente el mismo que en los cinco años anteriores a la pandemia, el crecimiento de la movilidad, lastrado por el teletrabajo, se ha estancado después de la COVID-19 en comparación con el sólido crecimiento de los cinco años anteriores. El consumo de gasolina ha disminuido incluso más rápido de lo que implica la reducción del VMT y entró en contracción en el período 2020-24, con una demanda un 4 % inferior a los niveles de 2019, ya que la eficiencia del combustible y los vehículos eléctricos redujeron el consumo de gasolina por milla recorrida. El ahorro de combustible estimado de los vehículos nuevos estadounidenses producidos en 2024 aumentó a un promedio de 28 millas por galón (mpg), desde 24,9 mpg en 2019, según el [Informe de tendencias automotrices de la EPA de 2024](#). – a pesar de las [crecientes preferencias de los consumidores](#) hacia vehículos más grandes, más pesados y más potentes.

Incluso más que la reducción de la conducción de vehículos, la mayor prevalencia del teletrabajo es muy evidente en el uso del transporte público, con un número de pasajeros en 2024 en las principales ciudades europeas aún entre un 5 % y un 10 % por debajo de los niveles pre-COVID. Las disminuciones son aún mayores en Estados Unidos, con un 30 % menos de pasajeros en el metro en Nueva York y un 60 % menos en el sistema de Tránsito Rápido del Área de la Bahía (BART) de California. En las ciudades donde el transporte público compite con los desplazamientos en automóvil, el transporte público perdió terreno frente a...

Los viajes en coche durante la pandemia se vieron afectados, ya que los viajeros, reacios a asumir riesgos para la salud, optaron por conducir. Esto ha provocado una recalibración semipermanente entre los modos de transporte.

Indicadores de movilidad, periodos pre y pospandemia



AIE. CC BY 4.0.

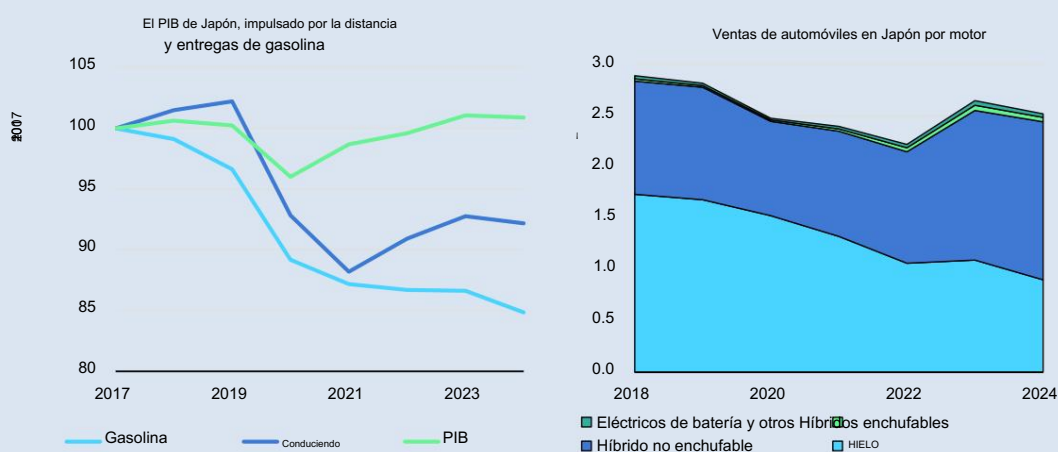
Notas: California = Sistema de Tránsito Rápido del Área de la Bahía (BART). VMT = millas recorridas por vehículo.  
Fuentes: Análisis de la IEA basado en datos de BART de California sistema, Autoridad de Tránsito de la Ciudad de Nueva York, Transporte para Londres, metroDB.org de China , Oxford Economics y la Administración Federal de Carreteras de Estados Unidos.

China, donde la movilidad mostró una evolución opuesta a los patrones occidentales, es la principal excepción en este sentido. Esto se debe en gran medida a que el teletrabajo es mucho menos frecuente en el país, en parte como resultado de un patrón de confinamientos muy diferente al de las economías occidentales. Los breves confinamientos iniciales fueron seguidos por severas restricciones en 2022, que culminaron en una abrupta liberación de la movilidad contenida tras la reapertura del país a principios de 2023. El uso del transporte urbano se recuperó rápidamente, volviendo a los niveles prepandémicos en 2023 y aumentando un 10 % con respecto a los niveles prepandémicos en 2024. En la misma línea, el volumen de pasajeros de ferrocarril superó en 2024 los niveles de 2019 un 7,4 %, según datos de la Oficina Nacional de Estadística de China (NBS), mientras que los vuelos nacionales han superado los niveles prepandémicos desde principios de 2023, y en 2025 han aumentado un tercio con respecto a los niveles de 2019. Los vuelos internacionales tardaron más en recuperarse tras la reapertura de 2023, aumentando alrededor de un 20% en comparación con 2019. Los viajes vacacionales durante los principales festivales de China promediaron entre un 15% y un 20% por encima de los niveles prepandémicos entre 2023 y principios de 2025. Por el contrario, el número de pasajeros por carretera en 2024 se mantuvo alrededor de un 10% por debajo de 2019, según el NBS.

La eficiencia del combustible de los vehículos híbridos mejora, reduciendo el uso de gasolina en Japón

La demanda de gasolina en Japón ha caído de forma constante durante varios años y fue casi un 15 % por debajo de los niveles prepandémicos en 2024. Esta tasa de descenso representa un rendimiento considerablemente inferior al del PIB, que aumentó ligeramente (+0,6 %). Si bien las distancias recorridas declaradas también han disminuido significativamente,

Un 9% en comparación con 2017-19, la caída más rápida en las entregas de gasolina refleja las mejoras sustanciales en la economía de combustible de la flota de automóviles resultantes de las amplias ventas de vehículos híbridos.



AIE. CC BY 4.0.

Nota: ICE = motor de combustión interna.

Fuentes: [E-Stat.go.jp](https://e-stat.go.jp), Oxford Economics y la Asociación de Concesionarios de Automóviles de Japón.

Japón ha liderado durante mucho tiempo el desarrollo y la implementación de vehículos eléctricos híbridos (VEH). Con un 61% del total de compras de automóviles en 2024, dominado por híbridos no enchufables, las ventas fueron superiores a las de cualquier otra economía importante. El resultado ha sido un aumento de la eficiencia de alrededor del 1% anual, similar al de otros países de la OCDE, pero partiendo de un punto de partida más eficiente. Por el contrario, las ventas de VE han sido inferiores a las de otros mercados desarrollados, lo que ha mantenido a los motores híbridos como el principal impulsor tecnológico de la reducción de la demanda de combustible.

La sustancial caída en los niveles generales de conducción refleja una disminución constante de la población en edad laboral del país. Es probable que esta limitación demográfica a la movilidad subyacente se convierta en una tendencia más generalizada a medida que un número creciente de países desarrollados y de ingresos medios se enfrentan a problemas similares. El teletrabajo es un lastre mucho menos importante para la movilidad en Japón en comparación con otros países ricos.

La población altamente urbanizada de Japón y sus excelentes redes de transporte público también ayudan a mitigar la repercusión del crecimiento económico en los kilómetros recorridos.

Esta combinación de reducción de la conducción y mejoras de la eficiencia de la flota del 1% anual ha llevado a una disminución anual promedio en el uso de gasolina de alrededor del 2% en los últimos años. El PIB comparativamente estable de Japón pone de relieve estas tendencias, pero se pueden observar patrones similares en otros lugares. En Estados Unidos, el mayor productor de gasolina

En el mercado mundial, las entregas en 2024 fueron muy inferiores a las de 2019, a pesar del aumento de la conducción, el PIB y el empleo. Las mejoras en la eficiencia de las flotas en la OCDE también se acercan al 1 % anual, pero se deben más al endurecimiento de las normas para los vehículos de combustión interna y a una sustitución más sustancial y creciente por vehículos eléctricos. Por otro lado, la mayor prevalencia del teletrabajo ha provocado que la movilidad quede rezagada respecto a otros indicadores macroeconómicos.

## La demanda petroquímica aumenta con fuerza

### Las materias primas siguen siendo la columna vertebral del crecimiento de la demanda mundial de petróleo

El creciente uso de productos petrolíferos como materias primas para la producción de plásticos y fibras sintéticas consolidó el predominio de la petroquímica en el crecimiento general de la demanda de petróleo en 2024, representando aproximadamente tres cuartas partes del crecimiento neto. Prevemos que este aumento continuará durante el resto de la década y posteriormente, con la participación de las materias primas petroquímicas en el consumo total de petróleo aumentando del 15,8 % el año pasado al 17,4 % en 2030. Alcanzando los 18,4 mb/d al final del período de pronóstico, la demanda de materias primas será 2,1 mb/d superior a los niveles de 2024, repartida entre nafta (10,2 mb/d, +1,1 mb/d) y GLP/etano (8,2 mb/d, +990 kb/d). El rápido aumento en el procesamiento de GLP y etano, especialmente en Estados Unidos, se ha visto impulsado por el floreciente suministro de LGN.

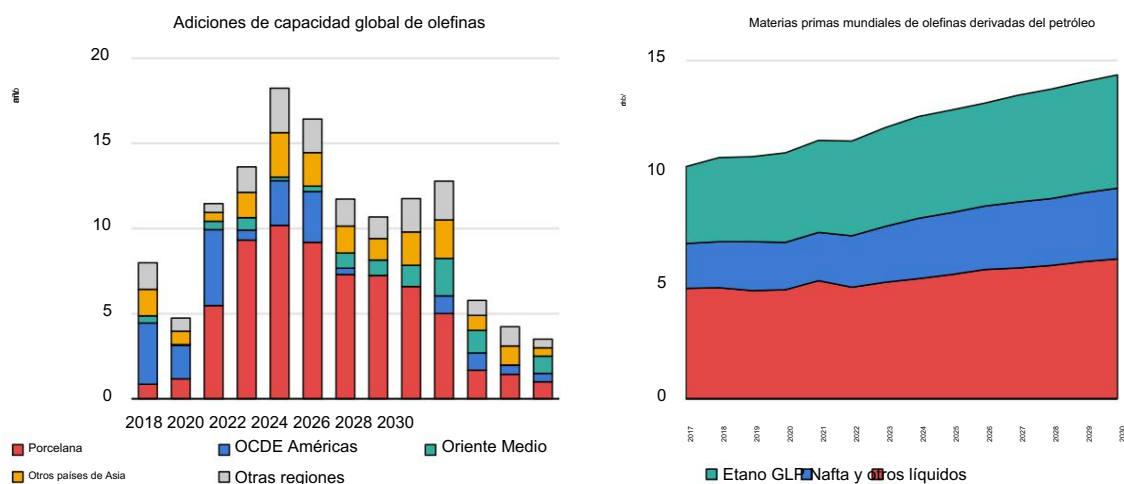
El sector petroquímico ya fue el principal impulsor del crecimiento de la demanda durante los últimos cinco años. Entre 2019 y 2024, el consumo de materias primas derivadas del petróleo aumentó aproximadamente 2,3 mb/d. Esto equivale a más del 95 % del aumento neto de la demanda general, y la participación de los petroquímicos en el consumo total de petróleo aumentó notablemente durante la pandemia.

El uso subyacente de plásticos y fibras —en sectores como el embalaje, los productos manufacturados y la construcción— seguirá aumentando de forma constante, especialmente en los países con mercados emergentes. Esto se debe a tendencias como la urbanización, el aumento de los ingresos medios y el mayor gasto de los consumidores. El crecimiento de los servicios de entrega en línea y las nuevas industrias manufactureras (incluidas las tecnologías de energía limpia como los vehículos eléctricos y los paneles solares fotovoltaicos) también incrementan la demanda de materias primas. Estimamos un aumento medio anual del 2,1 % en el consumo de petróleo en el sector petroquímico para el período 2024-2030.

La preponderancia de los insumos petroquímicos en el crecimiento de la demanda total de petróleo no se debe a una aceleración profunda del consumo de polímeros. Más bien, refleja un crecimiento constante, en contraste con la desaceleración estructural que se está produciendo en sectores clave del transporte. El uso de plásticos no está sujeto a factores comparables a las mejoras en la eficiencia de los vehículos ni a los efectos generalizados de sustitución a una escala similar a la de la electrificación del transporte. Un aumento más rápido de la cantidad de material reciclado.

La sustitución de polímeros vírgenes podría empezar a atenuar la conexión entre la creciente demanda de aplicaciones clave —como envases, productos manufacturados o construcción— y la demanda final de petróleo. Sin embargo, si bien la recolección de residuos plásticos está mejorando en muchos países, no prevemos que esto limite significativamente el uso de petróleo durante el período de pronóstico.

### Producción, capacidad y materias primas de olefinas, 2017-2030



AIE. CC BY 4.0.

Fuentes: Análisis de la AIE de datos de S&P Global e ICIS.

## Las inversiones chinas y estadounidenses dan frutos

El papel central de los petroquímicos en el crecimiento de la demanda de petróleo se refleja en el papel de China en el propio sector. Una importante ola de aumentos de capacidad, aún en curso, ha supuesto un aumento de 2,2 mb/d en el consumo de materias primas derivadas del petróleo para las plantas chinas entre 2019 y 2024. Este aumento, cercano al aumento mundial durante el mismo período, supuso una caída del 15 % (330 mb/d) en las importaciones de petroquímicos equivalentes a materias primas, según datos de ICIS.

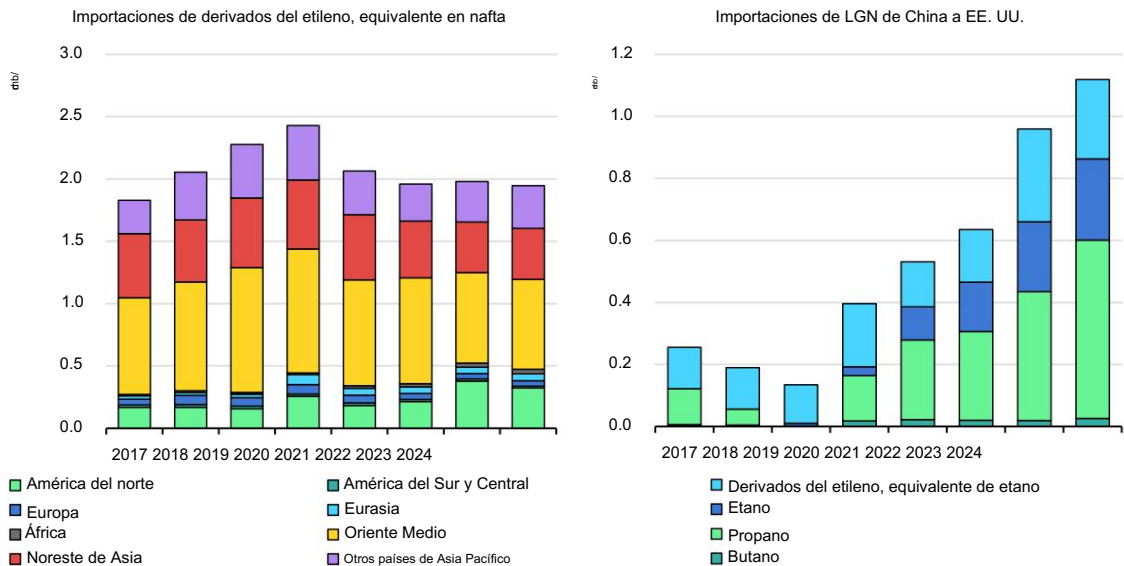
La nueva capacidad de China se ha materializado en una combinación de craqueadores de nafta integrados en refinerías, junto con plantas costeras de deshidrogenación de propano (PDH) y craqueadores de vapor basados en materias primas de LGN importadas. Por lo tanto, el aumento de la demanda de materias primas entre 2019 y 2024 se ha dividido entre nafta (+1,3 mb/d) y GLP/etano (+890 kb/d). Dado que los craqueadores de nafta producen aproximadamente una tonelada de propileno por cada dos toneladas de etileno y las plantas de PDH producen únicamente propileno, esto también significa que la producción petroquímica nacional, tanto de etileno (aproximadamente +19 millones de toneladas anuales [Mt/año], o +110 %) como de propileno (aproximadamente +17 Mt/año, +130 %) aumentó drásticamente en los cinco años hasta 2024. Otras oleadas recientes de aumento de capacidad, por ejemplo en Estados Unidos y Oriente Medio, se han centrado en la monetización del suministro local de etano. El craqueo de etano produce muy poco propileno, lo que ofrece a los craqueadores de nafta un respiro cuando compiten en

Mercados internacionales. Sin embargo, el drástico aumento de la producción china de propileno se ha convertido en un factor clave para la reducción de la producción en regiones como Europa y el resto de Asia Oriental, lo que ha permitido el aumento de las tasas de producción en las plantas de craqueo de etano estadounidenses, centradas en la exportación.

Además de la nueva capacidad, los patrones de crecimiento de la demanda petroquímica se han visto condicionados por la disponibilidad cambiante de materias primas. La producción estadounidense de LGN ha aumentado más que cualquier otra fuente de suministro en los últimos años, y este material ha propiciado importantes aumentos en el consumo petroquímico de GLP y etano en Estados Unidos y China. La demanda estadounidense de etano ha aumentado en 790 kb/d entre 2019 y 2024. Gran parte de esta producción de polímeros se destina a la exportación, pero también satisface la creciente demanda interna y desplaza otras materias primas. Los envíos de exportación de polímeros y productos intermedios aumentaron un 38 %, o el equivalente a 350 kb/d de etano, entre 2019 y 2024.

Volúmenes significativos fluyen hacia América Latina, Europa y varios mercados asiáticos no pertenecientes a la OCDE (incluida China). Durante el mismo período, las exportaciones estadounidenses de etano y GLP aumentaron de 1,1 mb/d a 2,6 mb/d, con casi tres cuartas partes de este aumento dirigido a China.

Producción, capacidad y materias primas de olefinas, 2017-2030



AIE. CC BY 4.0.

Fuentes: Análisis de la IEA de datos de ICIS y Kpler.

En total, incluyendo las importaciones de polímeros, el año pasado se envió el equivalente a 1,1 millones de barriles diarios de LGN estadounidenses para satisfacer la demanda china de plásticos y fibra. Por lo tanto, los principales impulsores de la oferta y la demanda mundiales, respectivamente, están entrelazados.

Si bien el aumento de las tensiones comerciales y los aranceles podría poner esto en riesgo debido a las importantes sinergias petroquímicas entre China y Estados Unidos, nuestro escenario base es que estos flujos comerciales se mantienen prácticamente intactos. Los volúmenes de importación de LGN europeos e indios han aumentado.

en los últimos años y se prevé que sigan creciendo hasta 2030, pero sólo el sistema petroquímico chino tiene la capacidad de procesar las importaciones de GLP/etano en la escala que implican las exportaciones estadounidenses.

## La demanda cae en otros lugares en medio de una intensa competencia

La forma en que los productores chinos y estadounidenses han ampliado su cuota de mercado, mediante la sustitución de importaciones y las exportaciones, respectivamente, implica que la presión del creciente exceso de capacidad mundial ha recaído en gran medida sobre otras regiones. Las regiones con mayores costos, como Europa y Asia Oriental, han sido el objetivo de flujos adicionales de los exportadores tradicionales. Si bien algunos productores con menores costos, incluidos los de Oriente Medio, se han visto afectados por un comercio mundial más competitivo, esta tendencia ha afectado de forma desproporcionada a las plantas de craqueo de nafta. Esto ha provocado que el GLP y el etano sustituyan el consumo de nafta a nivel mundial.

La industria petroquímica europea ha sido quizás la más afectada por el aumento de la competencia, con una caída estimada del 19 % en el consumo total de materias primas entre 2019 y 2024. La demanda industrial regional de plásticos se redujo, al tiempo que aumentaban los volúmenes de importación. Si bien las plantas de craqueo de nafta tuvieron una exposición directa relativamente limitada al fuerte aumento de los precios del gas natural en 2022, la producción de derivados del etileno de alto consumo energético, como el cloruro de polivinilo (PVC) y el estireno, parece haber sido desplazada a mayor escala, lo que ha mermado la demanda local de olefinas.

Junto con un cambio en la mezcla promedio de materias primas para el cracking, dado que los operadores (especialmente en las zonas costeras) utilizan más GLP gracias a los precios favorables, la caída de las tasas de operación debilitó considerablemente la demanda europea de nafta. Las entregas del producto promediaron menos de 900 kb/d en 2023, su nivel más bajo en varias décadas, antes de una recuperación parcial en 2024. Prevemos nuevas caídas (de un total aproximado del -10%) durante el resto de esta década, impulsadas por los cierres de capacidad —algunos ya en vigor y otros anunciados para 2025 y 2026—, con probables recortes adicionales.

Los recortes de producción o los cierres totales se concentrarán considerablemente en zonas de altos costos como Europa. Se han registrado descensos menores en la OCDE de Asia, a pesar de su mayor exposición a la competencia de las nuevas plantas en China. Si bien los craqueadores a vapor de Europa y el noreste asiático tienen una base de costos similar, muchas plantas europeas son gestionadas por grandes empresas que operan en diversas partes del mundo y buscan optimizar la producción en toda su cartera global. Por el contrario, las empresas japonesas y coreanas tienden a estar más concentradas a nivel nacional.

Las plantas coreanas también se benefician de su alta integración con las refinerías locales y la demanda derivada, además de ser más grandes y modernas. Mientras tanto, la disminución en el uso de materia prima para la flota japonesa, generalmente más antigua y pequeña, ha sido comparable a la de sus pares europeos. La resiliencia de las plantas coreanas y la puesta en marcha del nuevo complejo petroquímico Shaheen impulsarán las entregas.

Mayor durante el resto de la década. El proyecto Shaheen de Corea, que prevemos que comenzará a operar en 2027, es una refinería de "petróleo crudo a productos químicos" (CTC), que incluye un craqueador a vapor de alimentación mixta de 1,8 Mt/año. El proyecto está siendo desarrollado por S-Oil, propiedad en un 63% de Saudi Aramco. Por lo tanto, refleja una intensificación de la tendencia de larga data hacia una mayor integración downstream por parte de los principales productores de petróleo.

La producción en Oriente Medio parece haberse visto afectada por el exceso de capacidad global, aunque la limitada disponibilidad de datos hace que las operaciones petroquímicas de la región sean especialmente opacas. Aprovechando los bajos costes de las materias primas y la energía, se estima que las plantas de craqueo a vapor de Oriente Medio son las más competitivas en costes del mundo. La demanda local es bastante baja en comparación con los recursos de materias primas disponibles, por lo que las plantas de la región están mayoritariamente orientadas a la producción de polímeros básicos para la exportación, especialmente polietileno (PE) y polipropileno (PP). China, el mayor mercado importador de plásticos del mundo, ha sido durante mucho tiempo el principal mercado de salida, especialmente para la producción de Arabia Saudí e Irán. Ambos países han experimentado caídas sustanciales en sus exportaciones desde 2019 (según lo informado por los países importadores). China se ha convertido en un virtual monopolista de las exportaciones petroquímicas iraníes y en los últimos años se ha producido una caída en el flujo entre ambos países, aunque un aumento del consumo interno puede haber mitigado parte de esta disminución.

Las exportaciones saudíes de derivados de etileno al mundo cayeron aproximadamente un 30 % entre 2019 y 2024 en términos de etileno equivalente, según datos del ICIS . En parte, esto puede reflejar un mayor consumo interno, con un sólido crecimiento del PIB no petrolero y importantes programas de inversión en construcción, infraestructura y energía limpia en marcha. Sin embargo, estimamos que el uso de materias primas saudíes se redujo aproximadamente 80 kb/d durante el período, concentrados en GLP/etano, y es posible que la caída haya sido aún mayor. Es posible que las prioridades nacionales en torno al suministro de gas natural, especialmente para la generación de energía (véase el recuadro: Los planes saudíes impulsan la reducción drástica de la generación de electricidad a partir de petróleo), hayan dado lugar a una menor extracción de etano de las corrientes de gas. Los datos de NGL informados por Saudi Aramco sugieren que los volúmenes de etano disponibles pueden haber disminuido en 70 kb/d, o 18%, entre 2019 y 2024. Ha habido informes esporádicos de escasez de materia prima en las plantas de etano sauditas, y es difícil conciliar los sólidos márgenes estimados de craqueo con una disminución de la actividad.

## Las ganancias de eficiencia desaceleran el crecimiento subyacente de la demanda de aviación y marítima

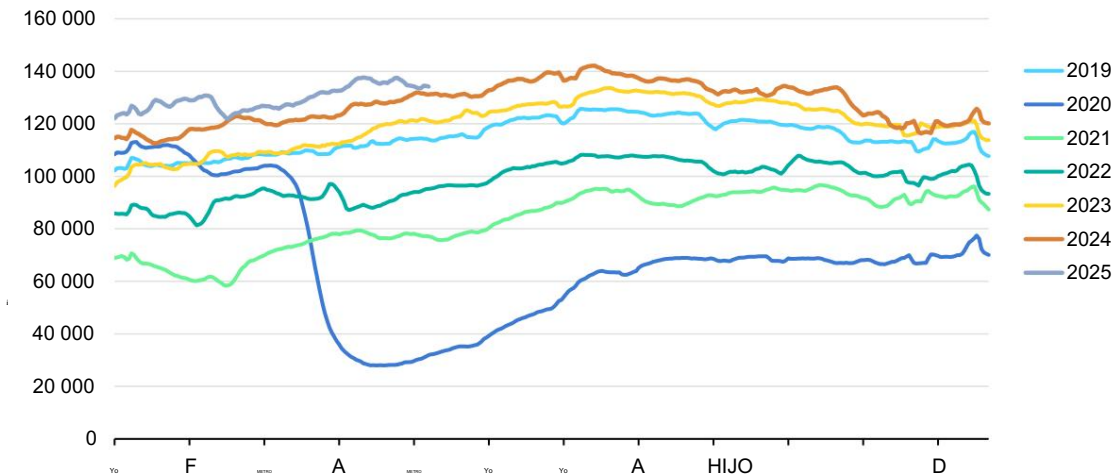
### La demanda de combustible para aviones va camino de recuperar los niveles previos a la COVID-19

En medio de cifras récord de pasajeros e ingresos por aerolíneas, la industria de la aviación comercial ha completado su recuperación de la crisis pandémica, la peor en

Su historia. A nivel mundial, los viajes aéreos ya habían recuperado los niveles prepandémicos en 2023, según métricas como el número de vuelos, pasajeros y millas recorridas. Los viajes nacionales fueron los primeros en completar esta recuperación, seguidos por los internacionales a principios de 2024. A nivel regional, la principal excepción es Asia Pacífico, donde los pasajeros-kilómetro internacionales (RPK) en 2024 se mantuvieron un 8,7 % por debajo de los de 2019, según datos de la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA). La conectividad en la región tardó más en recuperarse, ya que las restricciones de viaje se levantaron más tarde que en otras regiones. Sin embargo, se prevé que Asia Pacífico también recupere los niveles prepandemia en 2025.

El aumento general del consumo de jet/queroseno, de 130 kb/d en 2025, se sitúa apenas por debajo del ritmo promedio de la década de 2010, lo que sugiere que el auge pos-COVID ha concluido. Aun así, el consumo de jet/queroseno se mantendrá un 2 % por debajo de los niveles prepandemia en 2025, ya que la mejora de la eficiencia contrarrestará el sólido crecimiento subyacente del transporte aéreo.

Número mundial de vuelos comerciales (diarios), 2019-2025



AIE. CC BY 4.0.

Fuente: Análisis de la IEA basado en datos de FlightRadar y Bloomberg.

Además de las eficiencias operativas, como el aumento de la ocupación de pasajeros, la utilización de los aviones y la densidad de asientos, esto se debe principalmente a los grandes avances en el ahorro de combustible, que lastran el crecimiento de la demanda. Tecnologías avanzadas como la mejora de la aerodinámica, el uso de materiales ligeros y una mejor propulsión de los motores se combinan para reducir la resistencia aerodinámica y optimizar el ahorro de combustible. Esta transformación tecnológica se aceleró durante la pandemia, después de que las aerolíneas retiraran gran parte de sus flotas y las reemplazaran por nuevos modelos insignia de fuselaje estrecho, como el Airbus 320neo (de 2016) y el Boeing 737 MAX (de 2017). Estos modelos son aproximadamente un 20 % más eficientes en consumo de combustible que los que están reemplazando.

A medida que la renovación actual de la flota se combina con los avances tecnológicos, las mejoras en el consumo de combustible desacelerarán, pero no subvertirán, la trayectoria ascendente de la demanda de jet/queroseno. Además de una desaceleración del ritmo en las ganancias de eficiencia (nuestros modelos prevén una disminución gradual de la tasa anual de ahorro de eficiencia durante el período de pronóstico, hasta alrededor del 1% para 2030), la fuerte demanda de viajes aéreos respaldará un crecimiento moderado, y la adopción de jet/queroseno solo alcanzará los niveles de demanda prepandemia para 2027. En nuestra perspectiva, se prevé que la demanda aumente en un acumulado de 1 mb/d en 2024-30, y en una tasa de crecimiento anual promedio del 2,1%. Al crecer durante todo el período de pronóstico, las perspectivas de jet/queroseno son relativamente optimistas, al menos en comparación con los combustibles para el transporte por carretera y marítimo. Las suposiciones sobre la economía mundial son fundamentales para nuestro pronóstico, dado que el jet/queroseno es el que más depende del contexto macroeconómico entre los productos refinados. La actual perspectiva de crecimiento económico mundial, deficiente en medio de las incertidumbres sobre las políticas comerciales, aún podría afectar aún más a la demanda.

Se proyecta que la región Asia Pacífico dominará el crecimiento de los viajes. La IATA prevé una expansión anual del 5,1 % en el número de pasajeros, aproximadamente el doble de la tasa de mercados consolidados como Norteamérica (3,1 %) y Europa (2,5 %). Además de una geografía fragmentada, propicia para los viajes aéreos, el sólido crecimiento demográfico y una creciente clase media urbana con mayor renta disponible y mayor riqueza están impulsando el interés por los viajes aéreos, percibidos como un bien de lujo. A su vez, esta clientela fiable justifica la inversión en capacidad aeroportuaria y aeronáutica.

## El comercio moderado y las eficiencias de la OMI erosionan el crecimiento de la demanda de combustible marino

Se espera que la demanda de combustibles marinos, que incluye búnkeres marítimos y navegación nacional, se establezca en alrededor de 5 mb/d durante el período de pronóstico, ya que el crecimiento subyacente mediocre en el transporte marítimo se combina con el aumento de los costos a raíz del continuo endurecimiento de los estándares de descarbonización marina.

En los últimos años se han producido importantes interrupciones en el tráfico marítimo mundial, ya que los ataques a buques en el Mar Rojo obligaron a algunos operadores a evitar el Canal de Suez y buscar rutas alternativas. Además, una grave sequía en el Canal de Panamá redujo los tránsitos. Si bien los viajes más largos y las velocidades más rápidas impulsaron inicialmente las ventas de búnker, el aumento del abastecimiento internacional de 140 kb/d en 2024 fue solo ligeramente superior a la tendencia, ya que el aumento vertiginoso de las tarifas de fletes y seguros desincentivaron el transporte marítimo. El débil crecimiento económico también actuó como un factor adverso, ya que la prolongada recesión económica de Alemania lastró las ventas de búnker en Europa.

La turbulencia arancelaria que se desatará en 2025 creará un entorno aún más adverso para el comercio y el transporte marítimo mundial, con los combustibles marinos afectados de forma desproporcionada por la débil expansión económica. Esto no hace más que acelerar la persistente desconexión entre el crecimiento del PIB y el comercio marítimo —este último ha quedado rezagado respecto al primero durante más de una década— en un contexto de menor ritmo de globalización y una transición del PIB de los bienes a los servicios.

Nuestros modelos suponen un aumento agregado de alrededor del 10 % en toneladas-kilómetro (tkm) durante el horizonte de pronóstico, pero esto se verá compensado por mejoras en la eficiencia. Por consiguiente, observamos un perfil de demanda estable para el abastecimiento de combustible marino.

Las normas de emisiones exigidas por la OMI de la ONU seguirán endureciéndose. Según las regulaciones de la OMI de 2020, los límites ya redujeron el contenido de azufre del fueloil al 0,5 %. Esto impulsó la sustitución del fueloil pesado (HFO) por fueloil de muy bajo contenido en azufre (VLSFO) y por gasóleo marino (MGO), así como la instalación de sistemas de depuración de gases de escape, conocidos como depuradores.

Además, el Mediterráneo se convirtió en Zona de Control de Emisiones de Azufre (ECAMED) en mayo de 2025, lo que redujo los límites de azufre en los combustibles al 0,10 %, ajustándose a las normas más estrictas del norte de Europa y Norteamérica. Paralelamente, según las regulaciones de la OMI aprobadas en abril de 2025, se prevé que las normas se vuelvan aún más restrictivas hacia finales de la década con la introducción de un sistema global de fijación de precios de los gases de efecto invernadero (GEI). Los buques mercantes deberán pagar una penalización por emisiones de GEI superiores al objetivo a partir de 2028, lo que fomentará el uso de combustibles con menores emisiones, como los biocombustibles, el amoníaco y el hidrógeno.

## Evolución de la demanda por región

### La demanda de petróleo en América del Norte y Europa disminuye en 1,3 mb/d

La demanda de petróleo en América del Norte cerrará la década en 24 mb/d, tras estabilizarse en torno a los 24,6 mb/d en 2025. El consumo de la región caerá un promedio del 0,4%, o 570 kb/d, durante el período previsto. Estados Unidos, que representa alrededor del 80% del consumo de petróleo en América del Norte, representará la mayor parte de la disminución, con contracciones menores en Canadá y México. Aunque la demanda estadounidense de petróleo se ha mantenido en torno al nivel de 2019 en los últimos años, no se espera que el consumo general de la región recupere su nivel máximo anterior a la pandemia. La gasolina será el principal lastre para el uso, disminuyendo en 790 kb/d entre 2024 y 2030, con sus perspectivas socavadas por una flota de vehículos eléctricos en expansión, una eficiencia creciente de los vehículos y la supuesta ausencia de una disminución en el empleo desde casa. Aun así, esto marca una contracción mucho menor que la disminución esperada de 1,6 mb/d en Oil 2024 debido a suposiciones más bajas sobre la penetración de EV. Se espera que los vehículos eléctricos representen el 20% de las ventas totales de automóviles en EE. UU. en 2030, por debajo del 55% asumido el año pasado. En medio del estancamiento o las disminuciones en otras áreas del espectro de productos, los únicos que registran un crecimiento constante en nuestro pronóstico para 2024-30 son el jet/queroseno y el GLP/etano, para aumentos agregados de 180 kb/d y 370 kb/d, respectivamente. Para el GLP/etano, la tasa promedio de crecimiento del 1,7% contrasta marcadamente con su aumento anual del 4% entre 2019 y 2024. Esta desaceleración se debe principalmente a la falta de nuevas expansiones sustanciales de la capacidad petroquímica que caracterizaron a principios de la década de 2020.

Demanda de petróleo de América del Norte por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Tasa de crecimiento 2024-30 | Crecimiento 2024-30 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------------------|---------------------|
| GLP/Etano          | 3,5  | 3,6  | 3,8  | 3,9  | 4,1  | 4,2  | 4,4  | 4,4  | 4,5  | 4,5  | 4,6  | 4,6  | 1,4%                        | 0,4                 |
| Nafta              | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 1,5%                        | 0,0                 |
| Gasolina           | 11,0 | 9,4  | 10,2 | 10,4 | 10,5 | 10,5 | 10,4 | 10,4 | 10,2 | 10,0 | 9,8  | 9,5  | -1,6%                       | -0,9                |
| Jet/queroseno      | 2,0  | 1,2  | 1,5  | 1,8  | 1,9  | 2,0  | 2,0  | 2,0  | 2,1  | 2,1  | 2,1  | 2,2  | 1,7%                        | 0,2                 |
| Gasóleo/Diesel     | 5,1  | 4,6  | 4,9  | 5,1  | 5,0  | 4,9  | 4,9  | 4,9  | 4,9  | 4,8  | 4,8  | 4,8  | -0,6%                       | -0,2                |
| fueloil residual   | 0,5  | 0,5  | 0,6  | 0,5  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | -0,2%                       | 0,0                 |
| Otros productos    | 2,5  | 2,3  | 2,4  | 2,4  | 2,3  | 2,3  | 2,3  | 2,2  | 2,2  | 2,2  | 2,2  | 2,2  | -0,3%                       | 0,0                 |
| Total de productos | 24,9 | 21,9 | 23,7 | 24,3 | 24,6 | 24,5 | 24,6 | 24,5 | 24,4 | 24,3 | 24,1 | 24,0 | -0,4%                       | -0,6                |
| Cambio anual       | -0,2 | -3,1 | 1,8  | 0,7  | 0,3  | 0,0  | 0,0  | 0,0  | -0,1 | -0,1 | -0,2 | -0,2 |                             |                     |

La demanda europea de petróleo alcanzó su punto máximo en 2022 y se contraerá a lo largo del pronóstico en un total de 730 kb/d, lo que representa una disminución promedio anual de aproximadamente 120 kb/d durante el período. Los combustibles vinculados a la industria, la nafta y el gasóleo, mostrarán la tasa de descenso más rápida, con una caída anual de alrededor del 2% cada uno, tras un crecimiento del PIB inferior al esperado del 1,5% durante el período de pronóstico. El cambio de vehículos diésel a vehículos con motor de gasolina representa un obstáculo adicional para el uso del gasóleo. Paralelamente, la demanda de gasolina registrará solo una disminución marginal (-50 kb/d para 2030) como resultado de esta sustitución. Según informa la Asociación [Europea de Fabricantes de Automóviles](#), ambos sistemas de propulsión tienen cuotas de mercado en descenso. La participación combinada de automóviles nuevos de gasolina (33,0%) y diésel (10,4%) representó menos de la mitad de las ventas en el mercado de pasajeros en 2024, mientras que los automóviles híbridos simples representaron otro 31,4%.

Los únicos productos que desafían materialmente la caída general son el queroseno para aviación (+1,2 % anual) y el GLP/etano (+0,8 %), este último respaldado por la puesta en marcha de una nueva planta de craqueo a base de etano en Bélgica, prevista para finales de 2026.

Demanda de petróleo en Europa por producto, 2019-2030 (mb/d)

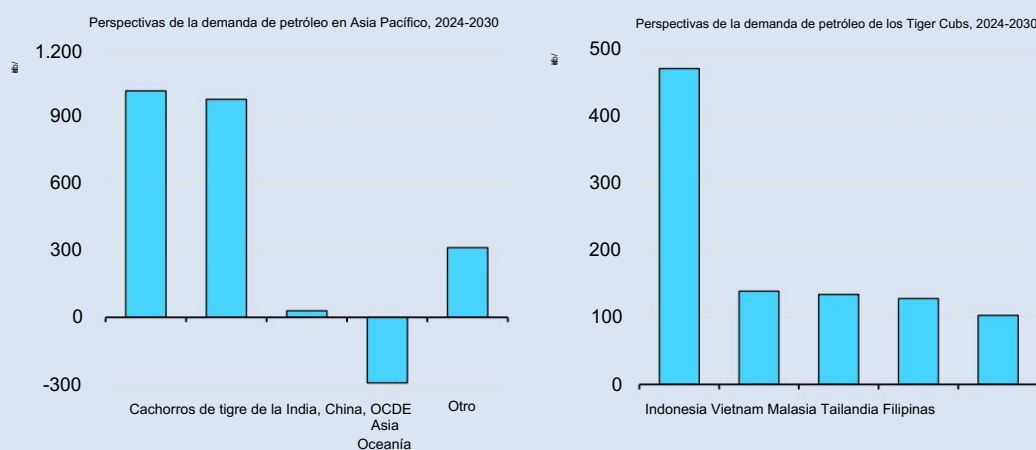
|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024-30 Crecimiento Tasa | 2024-30 Crecimiento |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------|---------------------|
| GLP/Etano          | 1,3  | 1,2  | 1,2  | 1,1  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,3  | 0,8%                     | 0,1                 |
| Nafta              | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,0  | 0,9  | 1,0  | 1,0  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | -1,6%                    | -0,1                |
| Gasolina           | 2,3  | 2,0  | 2,2  | 2,3  | 2,4  | 2,5  | 2,6  | 2,6  | 2,6  | 2,6  | 2,5  | 2,4  | -0,3%                    | 0,0                 |
| Jet/queroseno      | 1,6  | 0,8  | 0,9  | 1,4  | 1,5  | 1,6  | 1,6  | 1,6  | 1,6  | 1,7  | 1,7  | 1,7  | 1,2%                     | 0,1                 |
| Gasóleo/Diesel     | 7,1  | 6,5  | 6,9  | 6,9  | 6,6  | 6,5  | 6,4  | 6,3  | 6,1  | 6,0  | 5,9  | 5,8  | -2,0%                    | -0,7                |
| fueloil residual   | 1,0  | 0,8  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | -0,8%                    | 0,0                 |
| Otros productos    | 1,4  | 1,4  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | 1,3  | -0,1%                    | 0,0                 |
| Total de productos | 15,8 | 13,7 | 14,4 | 14,9 | 14,8 | 14,9 | 14,9 | 14,8 | 14,6 | 14,5 | 14,3 | 14,1 | -0,8%                    | -0,7                |
| Cambio anual       | 0,0  | -2,0 | 0,7  | 0,4  | -0,1 | 0,1  | 0,0  | -0,1 | -0,2 | -0,2 | -0,1 | -0,2 |                          |                     |

Un pequeño grupo de países asiáticos impulsa el crecimiento de la demanda mundial

La demanda de petróleo en Asia Pacífico aumentará en 2 mb/d, hasta alcanzar los 40,7 mb/d, durante el período previsto, en un contexto de sólido crecimiento del PIB del 4 % en promedio para la región. Con el consumo chino estancado y la contracción de 290 mb/d en la región Asia-Oceanía de la OCDE (afectada por la caída de 260 mb/d en Japón), India representará aproximadamente la mitad de este aumento, con 1 mb/d. Un grupo de cinco economías del Sudeste Asiático contribuirá con una cantidad comparable.

### El rugido de los Tiger Cubs impulsa la demanda de petróleo en el sudeste asiático

Un pequeño grupo de países —Indonesia, Vietnam, Malasia, Tailandia y Filipinas— representará una proporción cada vez mayor del crecimiento de la demanda mundial de petróleo, con un aumento combinado de 980 kb/d, hasta alcanzar los 6,3 mb/d para 2030. Indonesia lidera este aumento, tanto en términos absolutos como relativos. Se prevé que el consumo de petróleo del país crezca un 3,8 % anual, hasta alcanzar un total acumulado de 470 kb/d en 2030, el segundo mayor a nivel mundial después de India. Los otros cuatro países experimentarán aumentos agregados de entre 100 y 150 kb/d cada uno.



AIE. CC BY 4.0.

A este grupo de cinco se le conoce a veces como los Cachorros de Tigre, en honor a los cuatro Tigres Asiáticos originales (Hong Kong, Singapur, Corea y China Taipéi) que registraron un crecimiento económico excepcional en la segunda mitad del siglo XX. Sus modelos económicos, impulsados por la exportación y caracterizados por la inversión tecnológica y el desarrollo industrial, están siendo actualmente emulados por los Cachorros. Su demografía juvenil y sus amplios mercados internos de consumo (con un total de alrededor de 600 millones de personas, de las cuales 280 millones se encuentran en Indonesia, el cuarto país más poblado del mundo) son otras ventajas que contribuyen a unas perspectivas económicas superiores a las esperadas. Nuestros modelos suponen una expansión media anual del PIB del 5% para el grupo durante el período de pronóstico, continuando en gran medida la tendencia prepandémica de la década de 2010.

Además, la demanda de petróleo del grupo crecerá a un ritmo relativamente rápido a medida que la intensidad energética de sus economías se acelera desde el bajo nivel habitual de los países emergentes. Esto se aplica especialmente a Filipinas y Vietnam, clasificados como países de ingresos medios bajos por el Banco Mundial, mientras que Indonesia, Tailandia y Malasia se clasifican como países de ingresos medios altos.

En conjunto, el queroseno para aviones (+3,2 % anual, +80 kb/d en total) y el gasóleo (+2,5 %, +310 kb/d) impulsarán el crecimiento general del consumo de combustible del grupo: el primero impulsado por una clase media emergente con ganas de viajar, el segundo por un proceso de rápida industrialización. Esto se debe en parte al surgimiento de los Cubs como centros clave de nearshoring en Asia. Atraídos por los bajos costes laborales y la relativa estabilidad política,

Las empresas han migrado cada vez más sus cadenas de fabricación y suministro a la región, a menudo diversificándose más allá de China. Para abastecer esta base industrial en expansión y la creciente demanda de embalaje y construcción, durante el período de pronóstico se prevé la puesta en marcha de varias plantas de craqueo a vapor. El consumo de nafta aumentará un 11,4 % anual, alcanzando un incremento total de 290 kb/d, liderado por Indonesia (+170 kb/d) y Vietnam (+70 kb/d).

Demanda de petróleo de Asia Pacífico por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024-30<br>Índice de<br>crecimiento | Crecimiento<br>2024-30 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 4.4  | 4.4  | 4.6  | 4.9  | 5.2  | 5.5  | 5.6  | 5.7  | 5.9  | 6.0  | 6.1  | 6.2  | 2.0%                                | 0.7                    |
| Nafta              | 4.6  | 4.5  | 4.8  | 4.8  | 5.2  | 5.2  | 5.4  | 5.7  | 5.8  | 6.0  | 6.1  | 6.3  | 3.0%                                | 1.0                    |
| Gasolina           | 7.6  | 7.3  | 7.8  | 7.9  | 8.1  | 8.0  | 7.9  | 7.8  | 7.7  | 7.6  | 7.4  | 7.2  | -1.7%                               | -0.8                   |
| Jet/queroseno      | 2.9  | 1.9  | 1.9  | 1.8  | 2.5  | 2.7  | 2.8  | 2.8  | 2.9  | 3.0  | 3.1  | 3.2  | 2.6%                                | 0.5                    |
| Gasóleo/Diesel     | 9.6  | 9.3  | 9.6  | 9.6  | 9.7  | 9.7  | 9.8  | 9.9  | 10.0 | 10.1 | 10.1 | 10.1 | 0.7%                                | 0.4                    |
| fueloil residual   | 2.4  | 2.4  | 2.6  | 2.6  | 2.7  | 2.7  | 2.6  | 2.7  | 2.6  | 2.6  | 2.6  | 2.6  | -0.4%                               | -0.1                   |
| Otros productos    | 4.5  | 4.5  | 4.5  | 4.7  | 4.7  | 4.7  | 4.7  | 4.8  | 4.8  | 4.9  | 5.0  | 5.0  | 1.0%                                | 0.3                    |
| Total de productos | 36.0 | 34.2 | 35.6 | 36.3 | 38.0 | 38.6 | 38.9 | 39.4 | 39.8 | 40.1 | 40.4 | 40.7 | 0.9%                                | 2.0                    |
| Cambio anual       | 0.6  | -1.8 | 1.4  | 0.7  | 1.6  | 0.7  | 0.3  | 0.5  | 0.4  | 0.3  | 0.3  | 0.2  |                                     |                        |

### La demanda de petróleo china se estanca

El consumo de petróleo de China se mantendrá en torno a los 16,8 mb/d durante el período de pronóstico, con un aumento casi insignificante de 30 mb/d entre 2024 y 2030, lo que supone un cambio radical en comparación con la década anterior, cuando el país representó el 60 % del aumento mundial de la demanda de petróleo. Esta tasa de crecimiento, apenas positiva, palidece en comparación con el ritmo anual del 6 % registrado durante el período 2010-2019. Sin embargo, las cifras generales, prácticamente estancadas, ocultan una marcada divergencia entre los diferentes segmentos de productos, ya que la contracción de los combustibles para carreteras contrasta con el sólido crecimiento de las materias primas petroquímicas.

La desaceleración del consumo de petróleo es particularmente inusual considerando la condición de China como país de ingresos medios, con un crecimiento considerable de los ingresos y la prosperidad (nuestros modelos suponen una expansión media del PIB del 3,9% en comparación con el 7,3% en la década de 2010). Esta disociación entre el consumo de petróleo y el PIB se produce debido a la sustitución del petróleo en el transporte en un contexto de electrificación del mercado masivo, que está mucho más avanzada en China que en otros lugares. La rápida penetración de los vehículos eléctricos ya ha provocado que la demanda de gasolina alcance su punto máximo en 2021, con 3,8 mb/d. Una drástica caída anual del consumo del 6% dejará el combustible al final de la década en 2,5 mb/d, en comparación con los 3 mb/d previstos en el Plan Petróleo 2024. El gasóleo, que alcanzó su punto máximo en 2021, seguirá un patrón similar, aunque menos pronunciado, con una caída media anual del 2,1%, debido a que la expansión de las ventas de camiones propulsados por gas natural licuado (GNL) se combina con la débil actividad de la construcción y el bajo gasto de los consumidores. También en este caso, la demanda de 3,1 mb/d para 2030 está muy por debajo de la prevista del año pasado de 3,8 mb/d. Por el contrario, el precio del combustible para aviación/queroseno aumentará un sólido 3,9 % en promedio. Este crecimiento se debe en gran medida al tráfico aéreo internacional, con un aumento de los vuelos nacionales afectado por el rápido...

Expansión de la red ferroviaria de alta velocidad de China. Ya es la más grande del mundo y se ampliará un 20% más, alcanzando los 60 000 km entre 2025 y 2030.

La creciente caída de los combustibles para carreteras convertirá a las materias primas petroquímicas en el principal catalizador del crecimiento de la demanda de petróleo en China, con un aumento anual del 2,5 % y el 4,6 % para el GLP/etano y la nafta, respectivamente. Esto resultará en un aumento total de la demanda de materias primas de 1,1 mb/d entre 2024 y 2030, equivalente a la disminución del consumo de gasolina. Se prevé que la ola sin precedentes de incorporación de productos petroquímicos en China continúe, aunque a un ritmo cada vez más lento a medida que avance la década.

Demanda de petróleo de China por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Tasa de crecimiento<br>2024-30 | Crecimiento<br>2024-30 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 1.8  | 1.8  | 1.9  | 2.2  | 2.5  | 2.6  | 2.7  | 2.7  | 2.9  | 2.9  | 3.0  | 3.1  | 2,5%                           | 0.4                    |
| Nafta              | 1.4  | 1.5  | 1.6  | 1.8  | 2.3  | 2.3  | 2.5  | 2.7  | 2.8  | 2.9  | 3.0  | 3.0  | 4,6%                           | 0.7                    |
| Gasolina           | 3.5  | 3.4  | 3.8  | 3.7  | 3.7  | 3.6  | 3.5  | 3.3  | 3.1  | 2.9  | 2.7  | 2.5  | -6,0%                          | -1.1                   |
| Jet/queroseno      | 0.9  | 0.8  | 0.8  | 0.5  | 0.8  | 0.9  | 1.0  | 1.0  | 1.0  | 1.1  | 1.1  | 1.2  | 3,9%                           | 0.2                    |
| Gasóleo/Diesel     | 3.6  | 3.7  | 3.8  | 3.6  | 3.6  | 3.6  | 3.5  | 3.5  | 3.5  | 3.4  | 3.3  | 3.1  | -2,1%                          | -0.4                   |
| fueloil residual   | 0.4  | 0.5  | 0.5  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0,2%                           | 0.0                    |
| Otros productos    | 2.6  | 2.7  | 2.7  | 2.8  | 2.9  | 3.0  | 3.0  | 3.0  | 3.1  | 3.1  | 3.1  | 3.2  | 1,0%                           | 0.2                    |
| Total de productos | 14.2 | 14.3 | 15.2 | 15.2 | 16.5 | 16.6 | 16.7 | 16.9 | 16.9 | 16.9 | 16.8 | 16.7 | 0,0%                           | 0.0                    |
| Cambio anual       | 0.7  | 0.2  | 0.8  | 0.0  | 1.3  | 0.2  | 0.1  | 0.2  | 0.1  | -0.1 | -0.1 | -0.2 |                                |                        |

## India lidera el crecimiento de la demanda mundial por un amplio margen

La demanda de petróleo de la India aumentará drásticamente en 1 mb/d durante el período previsto, más que la de cualquier otro país, tras la notable expansión del PIB, a una tasa anual promedio del 2,8%. India se mantendrá como la economía principal de más rápido crecimiento del mundo en 2025 por cuarto año consecutivo y se proyecta que supere a Japón como la cuarta economía más grande del mundo este año.

Además, si bien todos los productos clave contribuirán a la expansión, los combustibles para el transporte liderarán las ganancias, una anomalía global. En términos relativos, el precio del queroseno para aviones será el que más aumentará, casi un 6% anual. Este combustible, partiendo de una base baja, se beneficiará al máximo del crecimiento poblacional del 5% entre 2025 y 2030 y de su clase media en rápida expansión, dispuesta a gastar en bienes y servicios de lujo, incluidos los viajes al extranjero. Una dinámica similar impulsa un crecimiento anual de la demanda de gasolina del 4%, que presenta un amplio margen de expansión dados los bajos niveles de propiedad de automóviles. Nuestros modelos suponen un aumento del 40% en el tamaño del parque automotor para 2030, una tasa de expansión que supera ampliamente el impacto de las eficiencias y los vehículos eléctricos, con un crecimiento en esta última categoría principalmente en vehículos de dos y tres ruedas. Un riesgo para nuestras perspectivas es que el auge del consumo que impulsa la demanda de combustibles para el transporte en India se debe en gran medida a la deuda. El endeudamiento se ha vuelto cada vez más común entre la clase media india. La deuda de los hogares aumentó al 43% del PIB en 2024, desde el 35% en 2022, y una posible espiral crediticia podría descarrilar la expansión.

La demanda de productos vinculados a la industria solo se quedará ligeramente por detrás de la tasa de crecimiento de los combustibles para el transporte orientados a la venta minorista, con aumentos anuales en el gasóleo, la nafta y

GLP/etano del 3,3%, 2,0% y 2,5%, respectivamente. Para el gasóleo, que representa alrededor de un tercio del consumo total de petróleo de la India, esto supone un aumento agregado de 380 kb/d durante el período previsto, impulsado por tendencias seculares como la urbanización, la industrialización y el desarrollo de la infraestructura del país. La expansión de las materias primas petroquímicas coincide con el lanzamiento de nuevos proyectos, y la adopción generalizada de cocinas limpias impulsa la demanda de GLP. Los programas de subvenciones gubernamentales han sido fundamentales en este sentido, en particular el programa Pradhan Mantri Ujjwala Yojana, lanzado en 2016, cuyo objetivo es proporcionar conexiones de GLP en todo el país, sustituyendo los métodos de cocina tradicionales.

Demanda de petróleo de la India por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024-30<br>Crecimiento<br>Tasa | 2024-30<br>Crecimiento |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 0,8  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 0,9  | 1,0  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,1  | 1,2  | 2,5%                           | 0,2                    |
| Nafta              | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 2,0%                           | 0,0                    |
| Gasolina           | 0,7  | 0,7  | 0,8  | 0,9  | 1,0  | 1,0  | 1,1  | 1,1  | 1,2  | 1,2  | 1,3  | 1,3  | 4,0%                           | 0,3                    |
| Jet/queroseno      | 0,2  | 0,1  | 0,1  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 5,6%                           | 0,1                    |
| Gasóleo/Diesel     | 1,6  | 1,5  | 1,5  | 1,7  | 1,7  | 1,8  | 1,8  | 1,9  | 2,0  | 2,0  | 2,1  | 2,2  | 3,3%                           | 0,4                    |
| fueloil residual   | 0,1  | 0,2  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,7%                           | 0,0                    |
| Otros productos    | 1,1  | 1,0  | 1,0  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,1  | 1,1  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,0%                           | 0,1                    |
| Total de productos | 5,0  | 4,6  | 4,8  | 5,3  | 5,4  | 5,6  | 5,8  | 5,9  | 6,1  | 6,2  | 6,5  | 6,7  | 2,8%                           | 1,0                    |
| Cambio anual       | 0,0  | -0,3 | 0,2  | 0,5  | 0,1  | 0,2  | 0,1  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  |                                |                        |

### La demanda africana de petróleo registrará un crecimiento sólido

La demanda africana aumentará un sólido 2,9% anual durante el período previsto, un ritmo comparable al crecimiento de la población del continente (un 15% en total, hasta alcanzar los 1.320 millones en 2030). La expansión del PIB es igualmente firme, con un promedio superior del 3,8% anual durante el período 2024-30, desde el 3,6% durante la década de 2010. Este aumento del consumo estará relativamente equilibrado en todo el espectro de productos, con la gasolina, el gasóleo y el queroseno para aviones creciendo todos alrededor de un 2,8% anual. Aun así, en términos absolutos, el papel de este último combustible seguirá siendo relativamente marginal, con un promedio de 270 kb/d, ya que los viajes aéreos siguen estando fuera del alcance de la gran mayoría de la población. El ritmo de expansión del queroseno para aviones palidece en comparación con la tasa de crecimiento del 5,1% del GLP/etano, con un consumo que se acercará a los 900 kb/d en 2030, impulsado por un uso vertiginoso en la cocina limpia.

Entre los países, Egipto finalizará la década con 1,2 mb/d en 2030, lo que representa más del 20 % del consumo total del continente. Otros países líderes son Argelia, Nigeria y Sudáfrica, cada uno con alrededor de 600 mb/d en 2030.

Sin embargo, cabe destacar la relativa fragilidad de las previsiones de demanda del continente, dado que Egipto y Nigeria experimentaron graves crisis de deuda soberana y monetaria tan recientemente como el año pasado, lo que llevó a rescates del FMI y el Banco Mundial. Aun así, con sus finanzas ahora más sólidas, el crecimiento acumulado del consumo de Nigeria, del 26 %, durante el período previsto, será el más alto de cualquier país africano importante, beneficiándose de un bajo consumo energético per cápita y de la industrialización.

y la dinámica demográfica joven impulsa aún más el crecimiento. Esto contrasta con Sudáfrica, donde la demanda de petróleo crecerá solo marginalmente durante el período previsto.

Además de un nivel base más alto, el bajo rendimiento del país seguramente continuará, y su prolongada crisis de la red eléctrica refleja su malestar económico crónico.

Demanda de petróleo de África por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024-30<br>Crecimiento<br>Tasa | 2024-30<br>Crecimiento |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 0.5  | 0.6  | 0.6  | 0.6  | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.8  | 0.8  | 0.8  | 0.9  | 5,1%                           | 0.2                    |
| Nafta              | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0,6%                           | 0.0                    |
| Gasolina           | 1.2  | 1.2  | 1.3  | 1.3  | 1.2  | 1.2  | 1.2  | 1.3  | 1.3  | 1.3  | 1.4  | 1.4  | 2,6%                           | 0.2                    |
| Jet/queroseno      | 0.3  | 0.2  | 0.2  | 0.2  | 0.2  | 0.2  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 2,8%                           | 0.0                    |
| Gasóleo/Diesel     | 1.7  | 1.5  | 1.7  | 1.7  | 1.8  | 1.8  | 1.8  | 1.9  | 1.9  | 2.0  | 2.0  | 2.1  | 2,8%                           | 0.3                    |
| fueloil residual   | 0.3  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 1,1%                           | 0.0                    |
| Otros productos    | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.4  | 0.4  | 2,4%                           | 0.0                    |
| Total de productos | 4.2  | 3.9  | 4.4  | 4.5  | 4.6  | 4.6  | 4.8  | 4.9  | 5.0  | 5.2  | 5.3  | 5.4  | 2,9%                           | 0.9                    |
| Cambio anual       | 0.0  | -0,3 | 0,5  | 0,1  | 0,1  | 0,0  | 0,2  | 0,1  | 0,2  | 0,1  | 0,1  | 0,1  |                                |                        |

La demanda de petróleo en Centroamérica y Sudamérica crecerá un promedio del 1,4 % durante el período previsto, una tasa relativamente moderada para los estándares de los mercados emergentes. Esto coincide con un crecimiento promedio del PIB igualmente moderado del 2,4 %, en comparación con el 3,9 % del conjunto de los países no pertenecientes a la OCDE. En gran medida, esto refleja los problemas estructurales del continente: debilidades del marco institucional y legal, baja productividad laboral y una base manufacturera subdesarrollada, en un contexto de fuerte dependencia de la agricultura y la minería.

Demanda de petróleo de América Central y del Sur por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Tasa de<br>crecimiento<br>2024-30 | Crecimiento<br>2024-30 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 0,6  | 0,6  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,7  | 0,8%                              | 0,0                    |
| Nafta              | 0,2  | 0,1  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 1,8%                              | 0,0                    |
| Gasolina           | 2,0  | 1,7  | 1,9  | 2,0  | 2,1  | 2,1  | 2,2  | 2,2  | 2,2  | 2,3  | 2,3  | 2,3  | 1,6%                              | 0,2                    |
| Jet/queroseno      | 0,3  | 0,2  | 0,2  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,3  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 2,7%                              | 0,1                    |
| Gasóleo/Diesel     | 2,3  | 2,1  | 2,3  | 2,4  | 2,4  | 2,4  | 2,5  | 2,5  | 2,6  | 2,6  | 2,6  | 2,7  | 1,5%                              | 0,2                    |
| fueloil residual   | 0,5  | 0,4  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,6%                              | 0,0                    |
| Otros productos    | 0,7  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,7  | 0,7  | 1,2%                              | 0,0                    |
| Total de productos | 6,7  | 5,7  | 6,3  | 6,6  | 6,7  | 6,8  | 6,9  | 7,0  | 7,1  | 7,2  | 7,4  | 7,4  | 1,4%                              | 0,6                    |
| Cambio anual       | 0,0  | -1,0 | 0,6  | 0,3  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  |                                   |                        |

Brasil, responsable de aproximadamente la mitad de la demanda total de petróleo de la región, es un buen ejemplo en este sentido. El consumo total de petróleo aumentará alrededor de un 1,3 % anual entre 2024 y 2030, y el gasóleo (responsable de más de un tercio de la demanda total de Brasil) se expandirá a un ritmo similar. La agricultura, que depende de maquinaria con alto consumo de diésel durante las temporadas de cosecha y siembra, representa aproximadamente una séptima parte de este crecimiento. Siendo un motor de la agroindustria, esto también representa una vulnerabilidad de la economía brasileña, ya que las exportaciones agrícolas se ven complementadas con la falta de competitividad en otros sectores.

Argentina, cuya demanda de petróleo se contrajo cada año entre 2014 y 2024, con la excepción de los años de la COVID-19 de 2020 a 2022, experimentará un crecimiento positivo constante de alrededor de 10 kb/d por año durante el período de pronóstico 2025-30. Esto coincide con

un crecimiento del PIB sólidamente positivo del 3% en promedio, lo que refleja la perspectiva de recuperación económica del país a raíz de las reformas económicas de la Administración Milei.

Se prevé que la demanda de petróleo euroasiática aumente en 300 kb/d durante el período previsto, concluyendo la década en 4,6 kb/d. Rusia, que representa alrededor del 80 % del consumo de la región, experimentará un crecimiento de tan solo 110 kb/d durante el período 2024-30, concentrado en materias primas petroquímicas. Por el contrario, la demanda agregada de gasóleo, gasolina y queroseno para aviación se mantendrá prácticamente sin cambios, en un contexto de moderado crecimiento promedio del PIB del 0,6 % anual.

El consumo de petróleo en Oriente Medio disminuirá marginalmente, en 50 kb/d, hasta los 9,2 mb/d, durante el período de pronóstico 2024-30. Se prevé que la demanda total alcance un máximo de 9,6 mb/d en 2027, tras lo cual se iniciará un rápido descenso, debido exclusivamente a una caída acelerada del uso de petróleo para la generación de energía. Esta excepcional disminución oculta un aumento relativamente saludable de la demanda de petróleo, de alrededor del 2-3%, en los demás combustibles principales, impulsado por un crecimiento del PIB de aproximadamente el 3,5% y un aumento del 1,5% en la población de la región. El GLP/etano lidera el aumento con 410 kb/d, seguido de la gasolina con 280 kb/d, mientras que el combustible para aviones/queroseno y la nafta aumentan 120 kb/d cada uno. Este crecimiento combinado de 890 kb/d es, sin embargo, eclipsado por la caída en picado del uso de petróleo para la generación de energía de una proyección de 1,1 mb/d, con descensos agregados de 400 kb/d para el fueloil y 540 kb/d para "otros productos", dominados por la quema directa de crudo. Estas contracciones masivas se concentran en gran medida en Arabia Saudita, en consonancia con la política declarada del país de eliminar gradualmente el uso de petróleo para plantas de electricidad y desalinización con la sustitución del gas natural y las energías renovables (véase el recuadro a continuación, los planes saudíes lideran el impulso para recortar la generación de electricidad a partir de petróleo). Se prevé que el consumo de petróleo de Arabia Saudita, que representa alrededor del 40% de la demanda de la región, disminuya en 620 kb/d durante el periodo de pronóstico, la mayor cantidad de cualquier país. Irak es el único otro país de Oriente Medio que registra una caída en la demanda de petróleo, de 50 kb/d, también debido a una menor quema de petróleo para la generación de energía. Esto contrasta con el crecimiento sostenido que experimentan otras economías importantes de la región, como Irán, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos, que crecen alrededor de 150 kb/d cada uno.

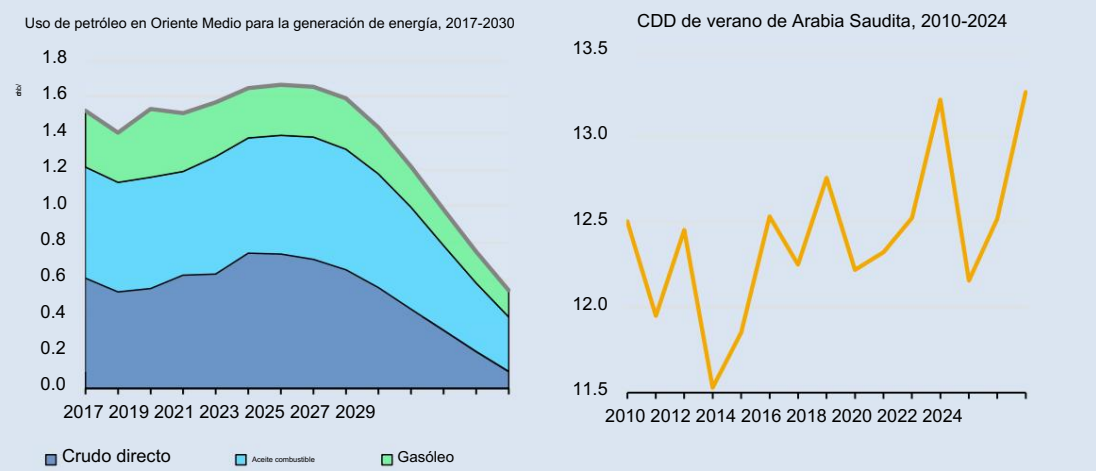
Demanda de petróleo en Oriente Medio por producto, 2019-2030 (mb/d)

|                    | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Tasa de crecimiento<br>2024-30 | Crecimiento<br>2024-30 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------|------------------------|
| GLP/Etano          | 2,1  | 2,0  | 2,0  | 2,0  | 1,9  | 1,9  | 2,0  | 2,0  | 2,1  | 2,2  | 2,3  | 2,3  | 3,3%                           | 0,4                    |
| Nafta              | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 4,2%                           | 0,1                    |
| Gasolina           | 1,8  | 1,5  | 1,7  | 1,7  | 1,8  | 1,8  | 1,9  | 1,9  | 2,0  | 2,0  | 2,1  | 2,1  | 2,4%                           | 0,3                    |
| Jet/queroseno      | 0,5  | 0,3  | 0,3  | 0,4  | 0,5  | 0,5  | 0,5  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 0,6  | 3,4%                           | 0,1                    |
| Gasóleo/Diesel     | 1,8  | 1,6  | 1,7  | 1,7  | 1,7  | 1,7  | 1,8  | 1,8  | 1,7  | 1,7  | 1,7  | 1,7  | -0,4%                          | 0,0                    |
| fueloil residual   | 1,4  | 1,3  | 1,4  | 1,5  | 1,5  | 1,6  | 1,6  | 1,6  | 1,5  | 1,4  | 1,3  | 1,2  | -4,6%                          | -0,4                   |
| Otros productos    | 1,1  | 1,2  | 1,1  | 1,3  | 1,3  | 1,2  | 1,2  | 1,2  | 1,1  | 1,0  | 0,9  | 0,7  | -9,3%                          | -0,5                   |
| Total de productos | 8,9  | 8,3  | 8,6  | 9,1  | 9,2  | 9,2  | 9,4  | 9,5  | 9,6  | 9,6  | 9,4  | 9,2  | -0,1%                          | 0,0                    |
| Cambio anual       | 0,2  | -0,7 | 0,4  | 0,4  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | -0,1 | -0,2 | -0,2 |                                |                        |

Los planes saudíes lideran el impulso para reducir la generación de electricidad a partir de petróleo

Oriente Medio es la principal región mundial en generación de electricidad a partir de petróleo, pero los esfuerzos concertados de los últimos años para aumentar el suministro de gas natural reducirán drásticamente la quema de petróleo en las centrales eléctricas durante nuestro período de pronóstico. Se prevé que el uso de crudo, fueloil y gasóleo para la generación de energía se desplome en dos tercios antes de que finalice la década. El uso de petróleo para energía en Oriente Medio se estimó en casi 1,7 mb/d en 2024, incluyendo 670 kb/d de fueloil, 710 kb/d de crudo y 280 kb/d de gasóleo. Con base en la entrega de los planes anunciados, estimamos que esto disminuirá en unos pronunciados 1,1 mb/d a tan solo 540 kb/d para 2030 a medida que se pongan en marcha más proyectos de gas, así como proyectos renovables. Arabia Saudita, el mayor consumidor mundial de petróleo para la generación de energía, representará alrededor de 1 mb/d de esta disminución.

Los combustibles líquidos desempeñan un papel importante en varios países de Oriente Medio, en particular en Arabia Saudita, Irak, Kuwait e Irán, y son esenciales para gestionar los picos de consumo energético, así como para cubrir la demanda base en zonas con menor disponibilidad de gas. Un impulso para optimizar el uso de los recursos de gas infrautilizados y desarrollar la generación de energía renovable reducirá esta dependencia en los dos mayores consumidores de petróleo de la región para la generación de energía: Arabia Saudita e Irak. Esto redundaría en beneficios económicos y para la calidad del aire, además de liberar petróleo adicional para la exportación.



AIE. CC BY 4.0.

Fuente: análisis de la AIE que incluye datos de Bloomberg .

Los planes más ambiciosos provienen de Arabia Saudita, que está invirtiendo significativamente en gas y energías renovables para satisfacer la creciente demanda de electricidad y apunta a la eliminación gradual del uso de petróleo en las centrales eléctricas. El Programa de Desplazamiento de Líquidos del Reino busca reemplazar aproximadamente 1 mb/d de petróleo consumido en la generación de energía, plantas desalinizadoras y agricultura para 2030 con gas natural, energías renovables y electrificación. Hasta la fecha, se han logrado avances que han permitido ver varias nuevas plantas de gas ya operativas o en desarrollo, y los primeros indicios de este impulso se pueden ver en los últimos datos.

El uso directo de crudo y combustible para el petróleo por parte de Arabia Saudita se mantuvo prácticamente sin cambios entre 2023 y 2024, a pesar de un aumento del 6 % en los grados-día de enfriamiento (CDD) en medio de un verano extremadamente caluroso.

Clima. Sin embargo, estas inversiones estratégicas probablemente tendrán su mayor impacto en la demanda de petróleo en los últimos años de esta década.

El sistema eléctrico iraquí se ha visto sometido a una gran presión en los últimos años, debido a que las importaciones de electricidad y gas de los países vecinos son insuficientes para reducir la necesidad de quemar grandes volúmenes de crudo y fueloil. El país busca paliar estos problemas mediante un mejor uso de los recursos de gas existentes e inversiones en generación solar. El Proyecto Integrado de Crecimiento del Gas (GGIP), en colaboración con TotalEnergies, recuperará gas del yacimiento petrolífero de Ratawi, que actualmente se encuentra en quema. Se prevé que proyectos como este reduzcan el consumo de petróleo iraquí en unos 100 000 barriles diarios entre 2024 y 2030.

La demanda de electricidad y, por extensión, la generación de energía a partir de petróleo se vieron impulsadas por las temperaturas extremadamente altas del verano de 2024. El aire acondicionado contribuye significativamente a los picos de consumo de energía y, por lo tanto, los períodos de calor intenso y el aumento de los CDD suelen asociarse con un consumo de petróleo considerablemente mayor. Estos patrones climáticos extremos tuvieron un impacto significativo. La variación en los patrones regionales y globales de demanda en 2024 y las temperaturas probablemente seguirán generando una demanda desigual en Medio Oriente en el mediano plazo.

## Suministrar

# Resumen global

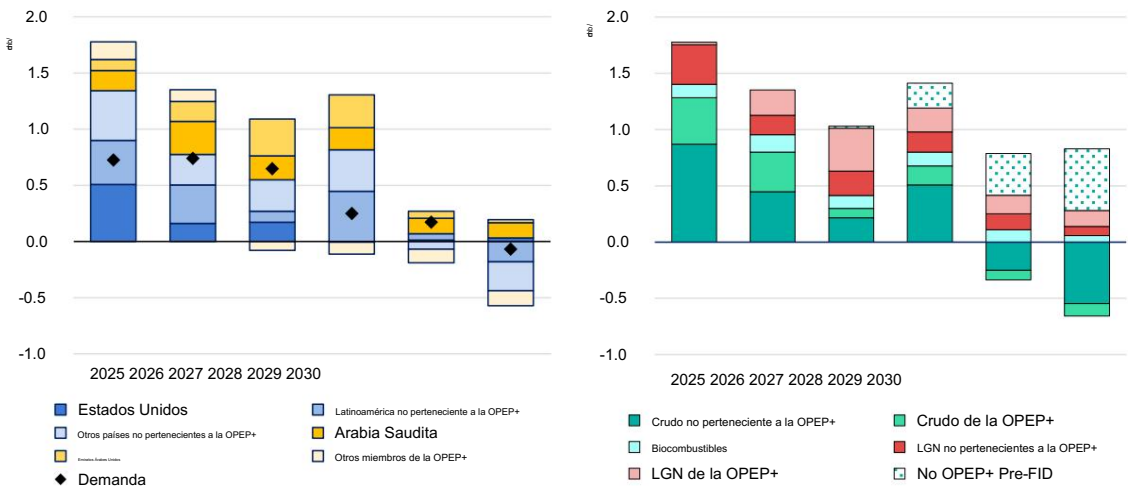
### El crecimiento de la capacidad de producción de petróleo estuvo dominado por un aumento en Los LGN, liderados por Estados Unidos y Arabia Saudita

Se prevé que la capacidad mundial de producción de petróleo aumente en 5,1 mb/d hasta alcanzar los 114,7 mb/d para 2030. Este crecimiento estará dominado por el sólido aumento de los LGN y otros líquidos no crudos, impulsado por los dos mayores proveedores mundiales: Arabia Saudita y Estados Unidos. El cambio estratégico hacia una mayor capacidad no cruda se debe a la fuerte demanda mundial de materias primas petroquímicas y al desarrollo de recursos de gas rico en líquidos.

Los productores no pertenecientes a la OPEP+ aportarán aproximadamente dos tercios del aumento global, incrementando la capacidad en 3,1 mb/d, mientras que la OPEP+ añadirá casi 2 mb/d de capacidad durante el período de pronóstico 2024-30. Estados Unidos seguirá liderando el aumento de la producción no perteneciente a la OPEP+, impulsado por un fuerte crecimiento de los LGN, incluso a medida que su dominio en la expansión de la oferta mundial disminuye, ya que los productores de gas de esquisto reducen su actividad ante la bajada de los precios del petróleo. Arabia Saudita lidera los aumentos de capacidad de la OPEP+, casi exclusivamente en LGN. En conjunto, Arabia Saudita y Estados Unidos contribuirán con el 40 %.

crecimiento total de la capacidad petrolera mundial en el período de pronóstico.

#### Pronóstico de la capacidad de suministro mundial de petróleo, variación interanual, 2025-2030



AIE. CC BY 4.0.

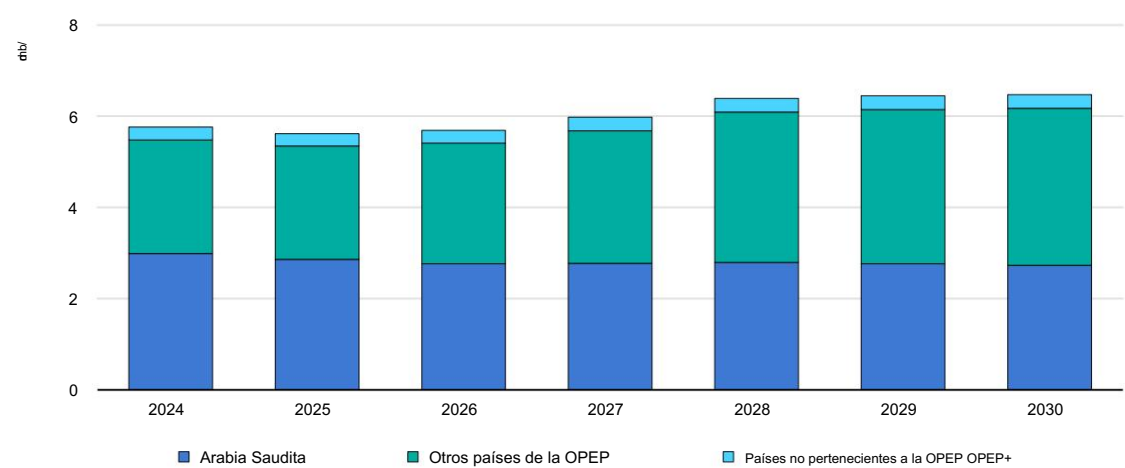
Notas: Se asume que Irán, Rusia y Venezuela permanecen bajo sanciones. Los LGN de la OPEP+ incluyen condensados. El crudo incluye ganancias de procesamiento y volúmenes no convencionales. El gráfico de la derecha incluye proyectos pre-sancionados, listados en las tablas del Anexo.

La capacidad total de suministro de líquidos no crudos aumenta en 3,1 mb/d hasta 2030, de los cuales los LGN representan casi tres cuartas partes del aumento, con 2,3 mb/d. La creciente producción de gas natural de los productores de Oriente Medio impulsará el suministro regional de LGN en 1,4 mb/d hasta 2030. A pesar de que los productores estadounidenses de petróleo ligero de esquisto bituminoso (LTO) están recortando su gasto ante la perspectiva de precios más bajos, el aumento de la producción de yacimientos gaseosos impulsará el crecimiento de los LGN en EE. UU. en 860 kb/d. Se prevé un aumento de los biocombustibles en alrededor de 680 kb/d, liderados por Brasil, India e Indonesia, mientras que el aumento de la producción y el procesamiento de gas no convencional añadirá otros 200 kb/d durante el período previsto.

En contraste, la capacidad global de crudo y condensado se expande considerablemente al inicio del pronóstico, impulsada por el aumento en los países no OPEP+ de América. La capacidad total de crudo y condensado de los países no OPEP+ aumenta en 1,2 mb/d hasta 2030, a pesar de que el número de proyectos aprobados disminuye después de 2027. La capacidad neta de crudo de la OPEP+, excluyendo condensados, aumenta en 820 mb/d, con un fuerte crecimiento en los Emiratos Árabes Unidos e Irak, compensado por la disminución de los yacimientos, especialmente en México.

El crecimiento neto de la capacidad hasta 2030 es aproximadamente el doble del aumento proyectado de 2,5 mb/d en la demanda de petróleo durante el período de pronóstico. Con base en la trayectoria actual de la oferta de la OPEP+, presentada en su reunión de mayo de 2025, estimamos que la capacidad sobrante de crudo de la OPEP+, excluyendo a Irán, Venezuela y Rusia, alcanzará los 6,5 mb/d en 2030, con una acumulación implícita de existencias de casi 2 mb/d al final del período de pronóstico. Arabia Saudita posee actualmente alrededor de la mitad de la capacidad sobrante de la OPEP+ y mantendrá su nivel prácticamente estable durante el período de pronóstico.

Capacidad sobrante de crudo de la OPEP+, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

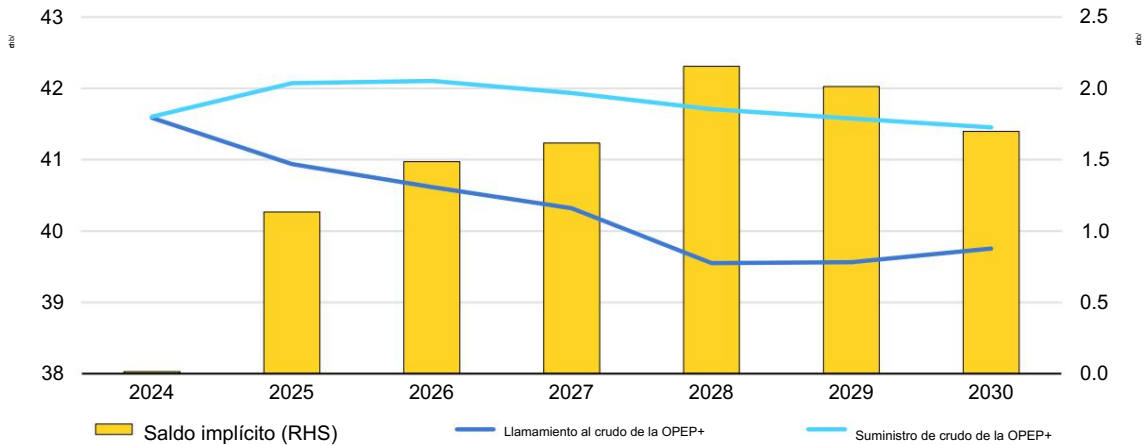
Notas: Basado en los objetivos de suministro de crudo de la OPEP+ vigentes a julio de 2025, excluyendo a Irán, Rusia y Venezuela.

Los países no pertenecientes a la OPEP+ dominan el crecimiento de la oferta

Se proyecta que el suministro mundial de petróleo al mercado, en contraste con la capacidad, aumentará en 4,1 mb/d hasta 107,2 mb/d para 2030. Los productores de América representan casi la totalidad del crecimiento de 3,1 mb/d proyectado para los países no pertenecientes a la OPEP+ durante el período de pronóstico. US LTO

El crecimiento de la oferta se estanca, con una producción en 2030 de tan solo 360 kb/d por encima de los niveles de 2024. Por el contrario, la producción a largo plazo (LTO) argentina se duplica con creces, aunque desde una base inferior, de 400 kb/d en 2024 a 890 kb/d para finales de la década. El crecimiento de la producción en Guyana y Brasil perderá impulso a partir de 2028 a medida que disminuya el número de proyectos sancionados. Mientras tanto, las nuevas construcciones de GNL de Qatar y los desarrollos de gas de Arabia Saudita generan más LGN asociados. En conjunto, estas adiciones, combinadas con una desaceleración prevista de la demanda de petróleo, reducirán la demanda de crudo de la OPEP+ en 1,8 mb/d, de 41,6 mb/d en 2024 a 39,8 mb/d en 2030.

Llamado sobre el petróleo crudo de la OPEP+, la oferta de la OPEP+ y el equilibrio implícito del mercado petrolero, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

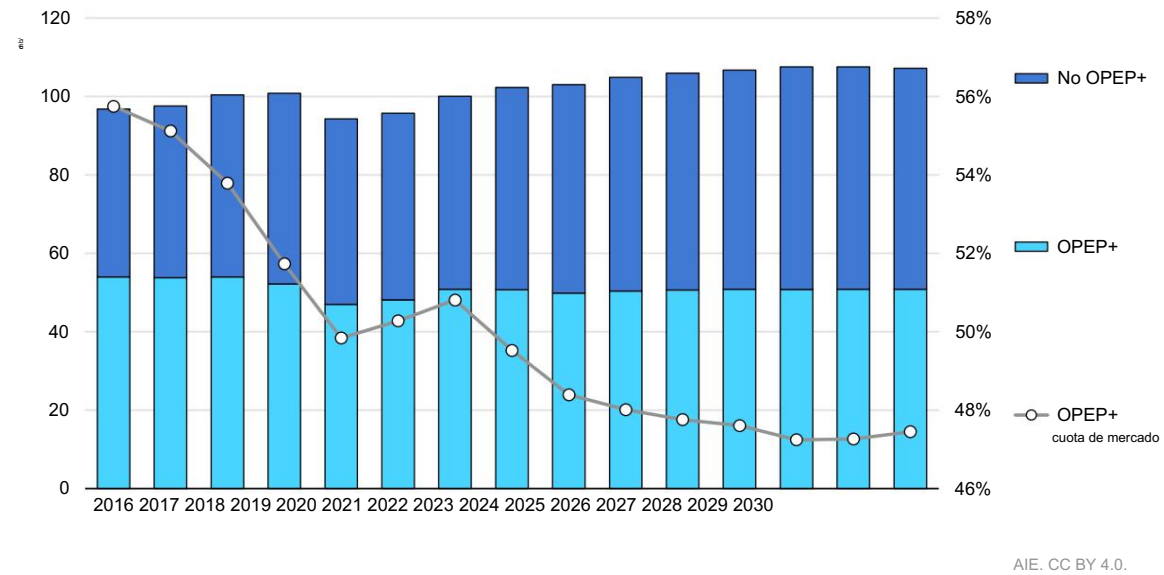
Nota: Pronóstico del suministro de crudo de la OPEP+ basado en objetivos de cuota vigentes a partir de julio de 2025.

La producción de petróleo de la OPEP+, incluyendo LGN y condensados, crece en 1 mb/d entre 2024 y 2030. Para este informe, nuestra perspectiva de suministro de petróleo de la OPEP+ se basa en el nivel de producción de crudo del grupo anunciado el 31 de mayo. El grupo de ocho productores de la OPEP+ (Arabia Saudita, Rusia, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Argelia, Omán y Kazajistán), que acordó voluntariamente en noviembre de 2023 reducir la producción en 2,2 mb/d adicionales, anunció que 1,4 mb/d de esos recortes se revertirán para julio. Si bien es posible que no toda esta oferta llegue al mercado, ya que algunos miembros están implementando planes de compensación, estimamos que solo Arabia Saudita tiene margen para aumentar sustancialmente la producción, lo que generaría 180 mb/d adicionales al mercado cada mes de mayo a julio.

Aun así, la OPEP+ puede tener dificultades para recuperar una cuota de mercado sustancial, ya que el suministro de petróleo de países no pertenecientes a la OPEP+ sigue experimentando un crecimiento sólido en los primeros años del período de pronóstico.

Sin embargo, las ganancias de los países no pertenecientes a la OPEP+ se contraen después de 2028, a medida que la cartera de proyectos finalizados disminuye hacia finales de la década. Este informe estima que, si los proyectos avanzan con rapidez, podrían entrar en funcionamiento 1,1 mb/d adicionales de suministro potencial pre-FID de países no pertenecientes a la OPEP+, excluyendo LTO, entre 2028 y 2030.

La OPEP+ lucha por recuperar participación de mercado durante el período de pronóstico



Notas: Pronóstico del suministro de crudo de la OPEP+ basado en los objetivos de cuota vigentes a partir de julio de 2025. Rusia, Irán y Venezuela permanecen bajo sanciones. Los niveles de producción de Rusia e Irán se mantienen en los niveles actuales durante el período de pronóstico. La producción venezolana es... Se supone que disminuirá a 600 kb/d para 2026, con base en las sanciones vigentes. El gráfico se basa en la composición actual de la OPEP+ durante el período 2016-2030.

Producción mundial de petróleo por región (mb/d)

| Producción mundial de petróleo por regiones |       |       |       |       |       |       |       |         |
|---------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| (millones de barriles por día)              |       |       |       |       |       |       |       |         |
|                                             | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2024-30 |
| África                                      | 7.2   | 7.4   | 7.4   | 7.5   | 7.5   | 7.4   | 7.3   | 0.1     |
| América Latina                              | 7.4   | 7.7   | 7.9   | 8.0   | 8.4   | 8.5   | 8.3   | 0.9     |
| América del norte                           | 28.3  | 28.9  | 29.0  | 29.3  | 29.3  | 29.2  | 29.2  | 0.9     |
| Porcelana                                   | 4.3   | 4.4   | 4.4   | 4.4   | 4.3   | 4.3   | 4.2   | -0.1    |
| Otros países de Asia                        | 3.1   | 3.0   | 3.0   | 2.9   | 2.9   | 2.8   | 2.8   | -0.3    |
| Europa                                      | 3.3   | 3.4   | 3.4   | 3.2   | 3.1   | 3.0   | 2.8   | -0.5    |
| Eurasia                                     | 13.5  | 13.6  | 13.7  | 13.7  | 13.6  | 13.5  | 13.5  | 0.0     |
| Oriente Medio                               | 30.2  | 30.6  | 31.1  | 31.6  | 32.1  | 32.4  | 32.7  | 2.5     |
| Producción total de petróleo                | 97.3  | 99.0  | 99.9  | 100.5 | 101.2 | 101.1 | 100.6 | 3.4     |
| Ganancias de procesamiento                  | 2.4   | 2.4   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 0.1     |
| Biocombustibles globales                    | 3.4   | 3.5   | 3.7   | 3.8   | 3.9   | 4.0   | 4.1   | 0.7     |
| Oferta total                                | 103.1 | 104.9 | 106.0 | 106.8 | 107.6 | 107.6 | 107.2 | 4.1     |
| Crudo de la OPEP                            | 27.2  | 27.6  | 27.7  | 27.7  | 27.6  | 27.6  | 27.7  | 0.4     |
| LGN de la OPEP <sup>1</sup>                 | 5.5   | 5.7   | 5.9   | 6.3   | 6.5   | 6.7   | 6.9   | 1.3     |
| No OPEP OPEP+                               | 17.1  | 17.1  | 17.1  | 16.9  | 16.7  | 16.5  | 16.3  | -0.8    |
| Total OPEP+                                 | 49.9  | 50.4  | 50.6  | 50.8  | 50.8  | 50.8  | 50.9  | 1.00    |
| Memorándum: Llamamiento a la OPEP+          | 41.6  | 40.9  | 40.6  | 40.3  | 39.6  | 39.6  | 39.8  | -1.8    |

Notas: Pronóstico del suministro de crudo de la OPEP+ basado en objetivos de cuota vigentes a partir de julio de 2025. <sup>1</sup> Incluye condensados reportados por la OPEP países, petróleo de fuentes no convencionales, por ejemplo, GTL en Nigeria e insumos no petroleros para MTBE de Arabia Saudita.

# Inversión y exploración

## El gasto de capital se reducirá en 2025 a medida que aumentan los riesgos de precios

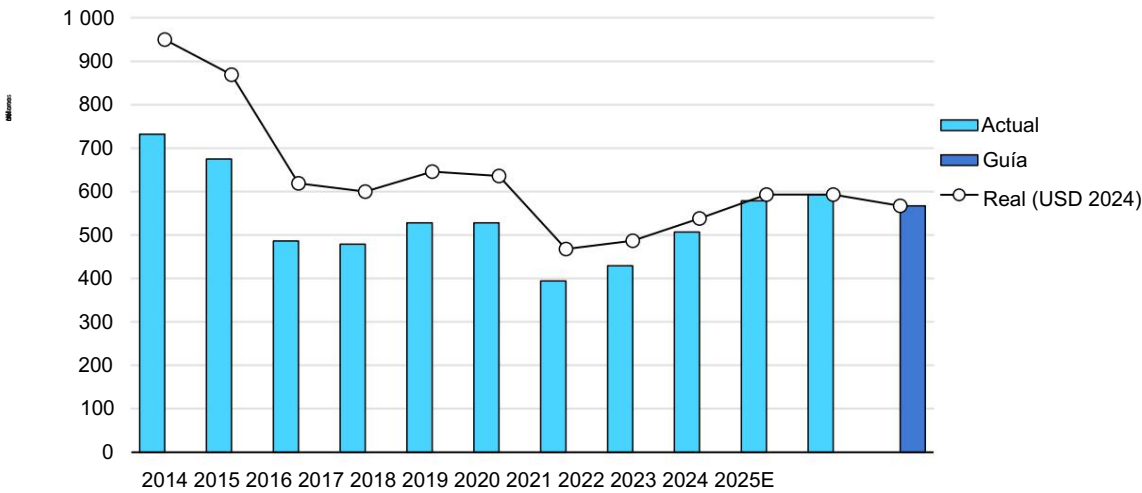
Se prevé que la inversión global en petróleo y gas upstream disminuya un 4% en 2025, a alrededor de USD 565 mil millones, y los productores independientes de esquisto estadounidenses representan la mayoría.

De las reducciones. Las inversiones en exploración y producción de petróleo se prevé que disminuyan casi un 6%, hasta los 420 000 millones de dólares, según las previsiones de la compañía, mientras que el gasto en gas aumentará un 3%, hasta los 145 000 millones de dólares. Las recientes fluctuaciones del precio del petróleo, la volatilidad del mercado financiero y la incertidumbre comercial podrían afectar aún más los costes de desarrollo y las decisiones de inversión.

En 2024, el gasto de capital global en el sector upstream de petróleo y gas se mantuvo sin cambios en términos nominales, en 590 000 millones de dólares, y disminuyó en 10 000 millones de dólares en términos reales, en comparación con los niveles de 2023. Nominalmente, los niveles de gasto de capital entre 2023 y 2025 se encuentran en su nivel más alto desde 2015, pero aún por debajo de los de 2019 en términos reales.

La inversión global en upstream continúa reflejando una inversión de capital más cautelosa en toda la industria, como ha ocurrido desde 2015. Las empresas ya no buscan un crecimiento agresivo, sino que priorizan la disciplina de capital, la rentabilidad y la optimización de costos. Este mantra probablemente se haya intensificado en los últimos doce meses.

Gasto de capital global en exploración y producción de petróleo y gas



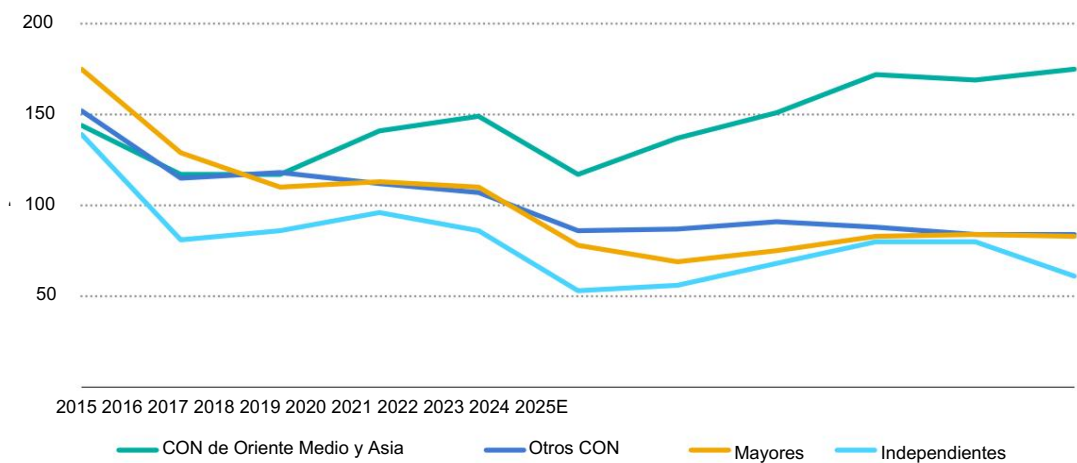
AIE. CC BY 4.0.

Fuente: AIE, [Inversión energética mundial 2025](#).

Se priorizan las inversiones en cuencas de alto potencial y bajo costo, como las de África Occidental, las aguas profundas de América Latina y las áreas marinas federales de EE. UU. En las cuencas marinas desarrolladas, la actividad exploratoria se centra cerca de la infraestructura existente para reducir los gastos de desarrollo. A pesar de la tendencia general a la restricción de la inversión,

El gasto en exploración y producción continúa aumentando en Medio Oriente y entre algunas de las principales compañías petroleras, lo que pone de relieve su enfoque estratégico en el desarrollo de recursos a largo plazo.

Gasto de capital global en exploración y producción de petróleo y gas por segmento de operador



AIE. CC BY 4.0.

Fuente: AIE, [Inversión energética mundial 2025](#).

El aumento de la inversión upstream en 2024 se concentró en gran medida en proyectos de compañías petroleras nacionales (NOC) en Medio Oriente, China y las Américas.

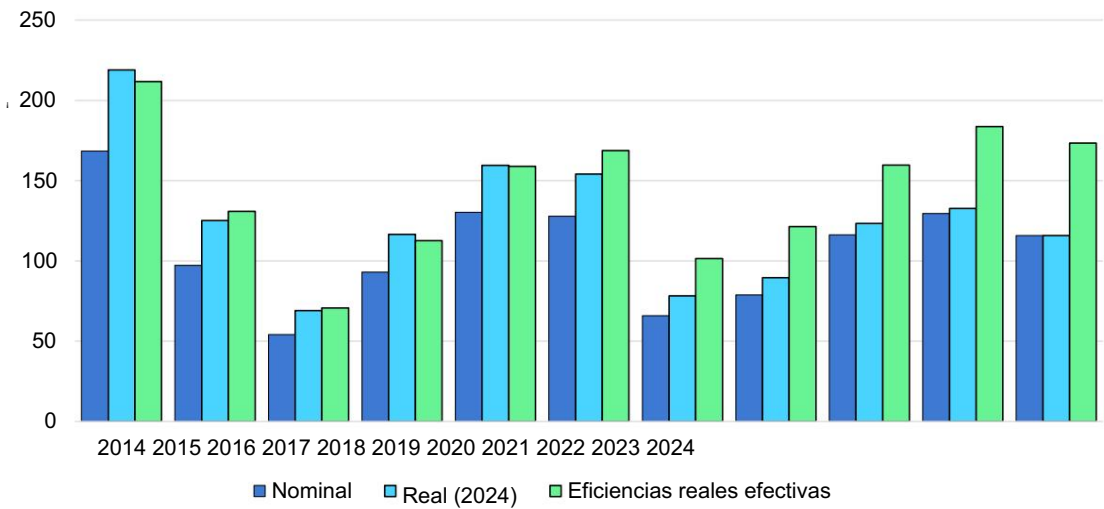
Las petroleras nacionales de Oriente Medio y Asia representaron más del 60 % del gasto de capital global en esta década, un 10 % más que hace una década. Saudi Aramco incrementó su gasto de capital en exploración y producción un 19 % interanual, hasta los 39 000 millones de dólares en 2024, principalmente para mantener su capacidad de producción de crudo de 12 millones de barriles diarios (mb/d) y aumentar su producción de gas natural, líquidos de gas natural (NGL) y condensado. En los Emiratos Árabes Unidos, Abu Dhabi National Oil Co (ADNOC) planea aumentar la capacidad de suministro de crudo a 5 millones de barriles diarios (mb/d) para 2027, invirtiendo 150 000 millones de dólares entre 2024 y 2027 para lograr este objetivo.

La inversión upstream entre las compañías petroleras internacionales (IOC) se mantuvo relativamente estable en 2024 y se espera que permanezca sin cambios en 2025. Sin embargo, los niveles aún están muy por debajo de los observados hace una década, en parte debido a una reducción en el gasto en instalaciones offshore y en parte debido a la deflación de costos, con índices de costos de 2024 todavía en solo el 80% de los niveles de 2014.

Las inversiones de capital de las empresas independientes estadounidenses se han recuperado desde 2020, pero se mantienen por debajo de los niveles pre-COVID, tanto en términos reales como nominales, ya que el gasto de capital a largo plazo (LTO) no se ha recuperado por completo. El análisis de las mejoras en la productividad de los pozos en el sector de esquisto muestra que, desde 2014, las eficiencias logradas con esfuerzo han ahorrado un total acumulado de USD 220 000 millones en gastos de capital, de los cuales USD 60 000 millones se acumularon en 2024. En otras palabras, si la eficiencia de capital de las operaciones de perforación y terminación se hubiera mantenido estable desde 2014, se habría generado la misma cantidad.

El gasto en yacimientos de esquisto estadounidenses perforados y completados habría sido de 175.000 millones de dólares en 2024, no de 115.000 millones de dólares.

Gasto de capital en petróleo y gas de esquisto upstream en EE. UU. y el impacto de la eficiencia de los pozos, 2014-2024



AIE. CC BY 4.0.

Notas: Las eficiencias se calculan como la variación en pies perforados por día y pies completados por día, normalizadas al primer trimestre de 2014, y luego se aplican ponderadas por capital por cuenca. La asignación de capital para la operación a largo plazo (LTO) de EE. UU. se asume en un 30 % para perforación, un 60 % para terminaciones y un 10 % para instalaciones. La eficiencia de las instalaciones se mantuvo constante.

Fuentes: Análisis de la IEA basado en datos de la [EIA de EE. UU.](#) [ShaleWellCube](#) y [UCube](#) de Rystad Energy.

## Proyectos, declives y recursos

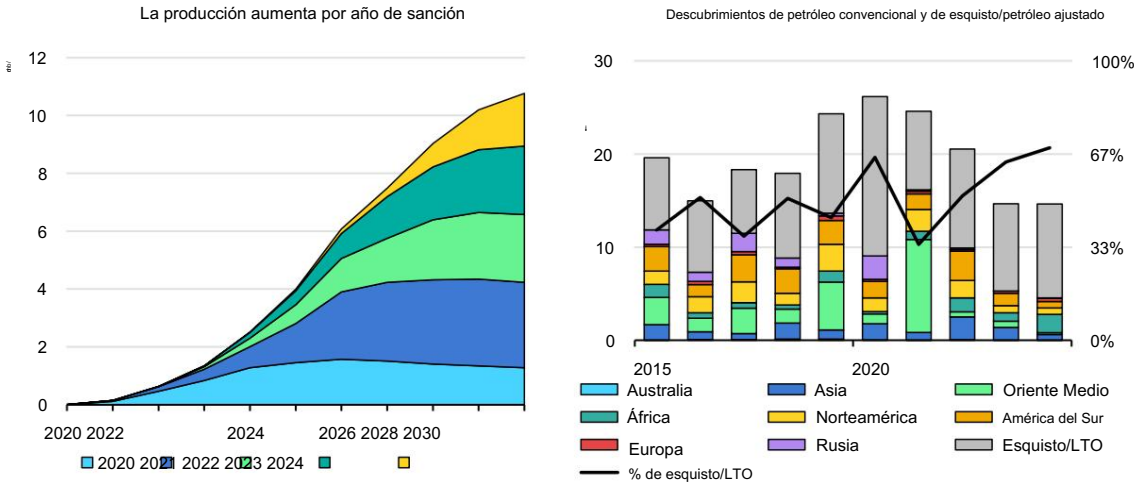
Se espera que la producción máxima de los proyectos convencionales sancionados durante el período 2021-24 promedie 2,5 mb/d al año, y que la cohorte de proyectos sancionados de 2024 añada 2,2 mb/d de suministro anual para 2032. Esto supera ligeramente la producción máxima promedio de 2,1 mb/d del período quinquenal anterior, 2015-19.

Menos alentador ha sido el resultado de las iniciativas de exploración global durante la última década. El capital promedio de exploración entre 2015 y 2024 fue un 30 % inferior al promedio de los diez años anteriores, situándose en 35 000 millones de dólares. Además, el factor de correlación entre el gasto de capital en exploración y los precios del petróleo pasó de 0,9 entre 2000 y 2014 a prácticamente cero entre 2015 y 2024, lo que coincide con el aumento de los LTO en EE. UU. De hecho, el porcentaje de recursos descubiertos de petróleo de esquisto o de esquisto ajustado ha aumentado del 40 % del total mundial en 2015 a cerca del 70 % en 2024.

Según Rystad Energy, en 2024 se descubrieron poco menos de 5.000 millones de barriles de recursos líquidos convencionales, lo que sustituyó el 19% de la producción convencional del año pasado. Además, solo cuatro proyectos representaron aproximadamente la mitad de los volúmenes descubiertos. Namibia registró dos grandes descubrimientos, incluyendo el de 900 millones de barriles equivalentes de petróleo (bpe) en Mopane, de Galp Energia, y el de 500 millones de barriles (mb) en el campo petrolífero Venus, de TotalEnergies. ExxonMobil añadió 400 mb en su...

Bloque Stabroek en Guyana. Completando los cinco primeros puestos se encuentran dos descubrimientos de Eni, ambos de 175 mb, en Saasken-Sayulita en México y Calao en Costa de Marfil.

Adiciones a la producción convencional por año de sanción y descubrimientos por región



AIE. CC BY 4.0.

Fuente: Análisis de la AIE basado en datos de Rystad Energy UCube.

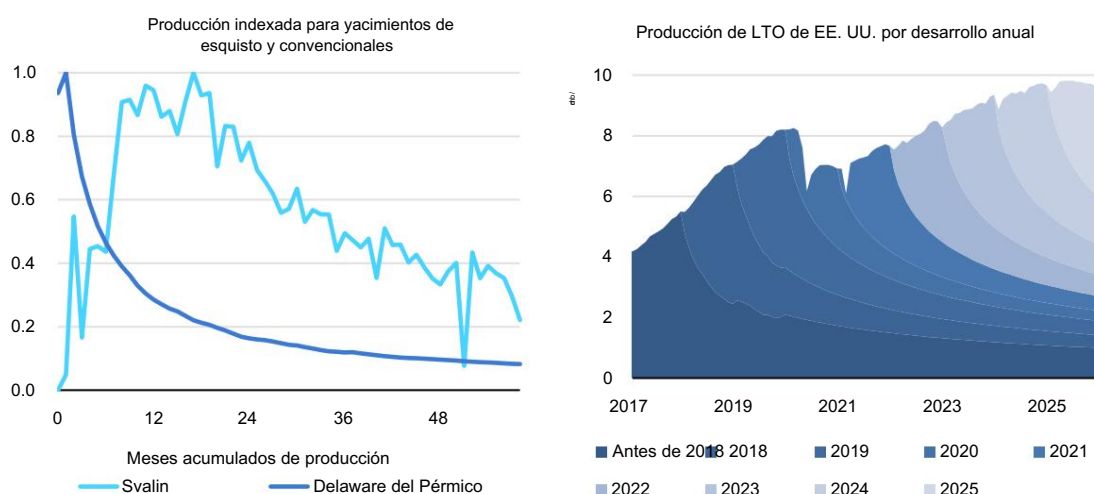
Mientras que los volúmenes de recursos descubiertos convencionales están disminuyendo, las empresas están reasignando capital y gastos operativos (opex) para frenar las pérdidas de producción en los campos productores. Los niveles de gasto de capital en pozos y de gasto operativo directo en campo son determinantes clave de las tasas de declive. El análisis de los datos de Rystad Energy muestra que en 2024 se registró el nivel más alto de gasto operativo directo en campo registrado. Estas inversiones son cruciales para que los operadores mantengan los pozos e instalaciones existentes, así como para impulsar el suministro a corto plazo mediante el aumento de la recuperación incremental de los yacimientos productores mediante desvíos, reacondicionamientos importantes de pozos y otras intervenciones en pozos. El gasto de capital nominal en pozos y el gasto operativo directo en campo en 2024 se acercaron al 90% de los máximos de 2014 y fueron los terceros más altos en la historia de la industria, mientras que el gasto de capital en instalaciones se mantuvo en el 75% de su máximo de 2014.

Esta rotación en la asignación de capital se debe a la transición hacia inversiones de ciclo corto en pozos de esquisto y expansiones offshore impulsadas por infraestructura, las cuales inherentemente tienen un mayor porcentaje de inversión en pozos. Además, se han logrado ahorros en el gasto en instalaciones gracias al impulso hacia la estandarización y el dimensionamiento adecuado de las instalaciones offshore, en comparación con la última década.

Las tasas de declive observadas en los yacimientos maduros, que representan todos los gastos de capital y operativos, rondan en promedio el 6 % a nivel mundial, lo que significa que es necesario reponer anualmente alrededor de 5 mb/d de suministro para mantener la producción estable. El aumento de los gastos operativos desde el mínimo de 2020 ha ayudado a mantener estables los volúmenes de reemplazo, incluso cuando una mayor producción proviene de barriles de esquisto con alta declive.

Entre enero y diciembre de 2024, se registró una disminución de 2,8 mb/d en la producción de los pozos de esquisto existentes en EE. UU., sobre una base de 8,2 mb/d, mientras que el resto de la producción de petróleo de países no pertenecientes a la OPEP+ disminuyó en 2 mb/d, sobre una base de 40 mb/d. Debido a la alta tasa inicial de disminución de los pozos de esquisto en comparación con los pozos convencionales, la perforación y el fracking continuos son necesarios para mantener la producción, lo cual es clave para determinar la trayectoria de la oferta y la inversión globales. [Encuesta de Energía de la Reserva Federal de Dallas del primer trimestre de 2025](#). Recientemente señaló que para los operadores de su región (principalmente Pérmico y Eagle Ford), los pozos existentes necesitan un promedio de USD 41/bbl para cubrir los gastos operativos y USD 65/bbl para perforar pozos nuevos de manera rentable.

#### Declives indicativos de los campos y LTO de EE. UU. por año de desarrollo



AIE. CC BY 4.0.

Notas: Curva de tipo de pozo mediano del Pérmico Delaware. Svalin es un yacimiento de arenisca del Paleoceno noruego desarrollado en una sola etapa, sin desarrollo adicional durante el período mostrado. La producción se indexa con un pico de producción igual a 1.

Fuente: Análisis de la AIE basado en datos históricos de Rystad Energy ShaleWellCube y [Norskepetroleum](#).

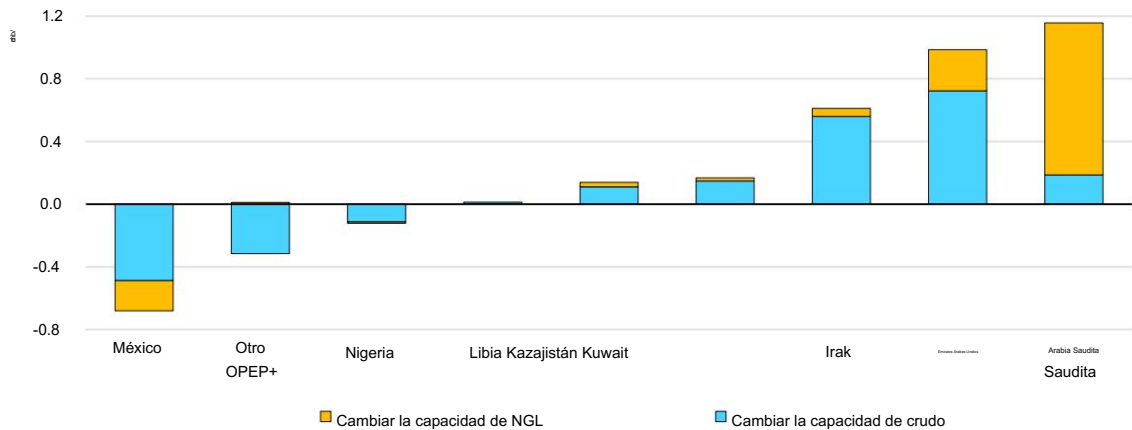
## Suministro de la OPEP+

### Oriente Medio impulsa las ganancias de capacidad de la OPEP+

Se prevé que la capacidad de producción de petróleo de la OPEP+, incluyendo condensados y LGN, crezca en 2 mb/d netos entre 2024 y 2030, liderada por Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos e Irak (véase la Tabla 6 del Anexo). El crecimiento de la capacidad de condensados y LGN de la OPEP+ —no sujeta a cuotas— representa más del 60 % de las adiciones netas, principalmente provenientes de las primeras fases de desarrollo del gigantesco yacimiento no convencional Jafurah de Arabia Saudita. El aumento de la producción de LGN y condensados se corresponde con la estrategia del país de priorizar la producción de gas natural para reducir el uso de crudo en la generación de energía, impulsar las materias primas para la expansión de las cadenas de suministro petroquímicas y ampliar la capacidad de exportación de LGN.

La capacidad neta de crudo de la OPEP+ aumenta en más de 810 kb/d entre 2024 y 2030. Kazajistán lidera la expansión al inicio del pronóstico, tras la puesta en marcha en enero de 2025 de su expansión de Tengiz (260 kb/d). Juntos, los Emiratos Árabes Unidos e Irak aumentan su capacidad de crudo en 1,3 mb/d entre 2024 y 2030, mientras que México dominará la pérdida total de capacidad petrolera a nivel mundial, con una disminución de 630 kb/d, hasta alcanzar los 1,3 mb/d.

Cambios en la capacidad de producción de crudo y LGN seleccionados de la OPEP+, 2024 frente a 2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Otros países de la OPEP+: Argelia, Azerbaiyán, Baréin, Brunéi, Congo, Guinea Ecuatorial, Gabón, Malasia, Omán, Sudán del Sur y Sudán. Las capacidades de Irán y Venezuela se mantienen constantes durante el pronóstico. Los LGN de la OPEP+ incluyen condensados.

La producción total de petróleo de la alianza OPEP+ cayó en 800 kb/d a 49,9 mb/d en 2024. Arabia Saudita lideró las disminuciones, recortando la producción en 480 kb/d en promedio, mientras que Kuwait recortó 110 kb/d. Las interrupciones y cortes de producción afectaron a Rusia (-260 kb/d), México (-130 kb/d) y Libia (-90 kb/d). Irán y Venezuela, ambos exentos de cuotas de suministro, aumentaron la producción en un total combinado de 530 kb/d en el año, alcanzando sus niveles más altos desde 2019. La producción de LGN del grupo, incluidos los condensados, alcanzó los 8,2 mb/d en 2024. Se espera que los suministros de LGN y condensados de los productores de la OPEP+ de Oriente Medio aumenten en 1,4 mb/d para finales de la década, hasta alcanzar los 6,8 mb/d, y solo Arabia Saudita aumentará en 970 kb/d.

El grupo de ocho países de la OPEP+ (Arabia Saudita, Rusia, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Argelia, Omán y Kazajistán) que acordó en noviembre de 2023 reducir la producción en 2,2 mb/d vio su participación de mercado disminuir del 39% en 2022 al 36% en 2024. Si bien el cumplimiento general ha sido mediocre (en 2024 Rusia, Emiratos Árabes Unidos, Irak y Kazajistán produjeron en exceso un promedio de 1,2 mb/d), Arabia Saudita ha asumido la mayor parte de los recortes, y su capacidad disponible ha aumentado a 3 mb/d.

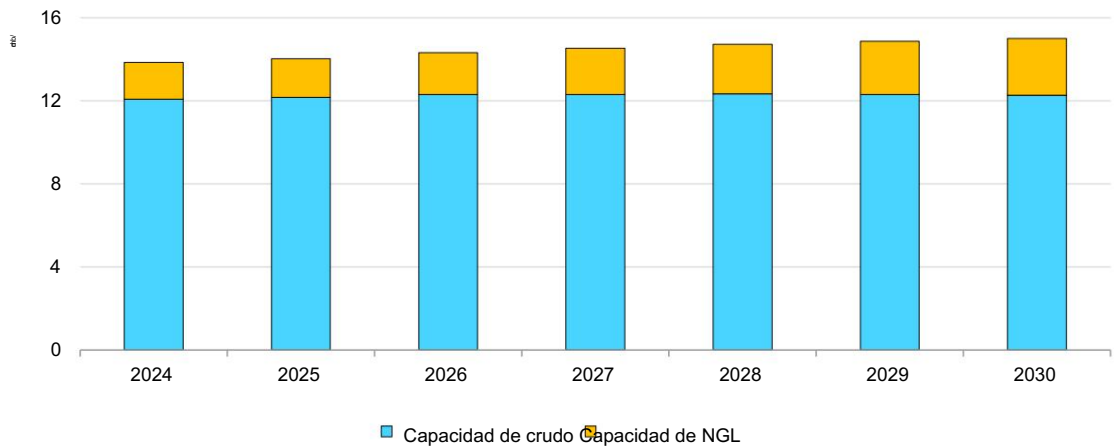
Este grupo de ocho países anunció tres importantes aumentos mensuales de sus objetivos desde abril de 2025, alcanzando un total de 1,4 mb/d para el período mayo-julio. Dados los niveles actuales de sobreproducción y los límites de capacidad, evaluamos que sólo

Arabia Saudita tiene margen para bombear volúmenes sustancialmente mayores, lo que aportará 180 kb/d adicionales al mercado mensualmente entre mayo y julio. La OPEP+ ha indicado que podría revisar sus previsiones sobre los niveles de producción en función de la evolución de las condiciones del mercado. Por lo tanto, hemos mantenido los niveles de producción de la OPEP+ vigentes a partir de julio de 2025 e incluido un aumento de la producción solo para los países que producen por debajo de sus objetivos mensuales y con capacidad disponible.

Se prevé que Arabia Saudita lidere el crecimiento de la capacidad total de la OPEP+ hasta finales de la década, con un aumento de casi 1,2 mb/d. La producción total de petróleo saudí disminuyó 500 mb/d interanual, hasta los 10,9 mb/d. A principios de 2024, Saudi Aramco rebajó su objetivo de capacidad de crudo de 13 mb/d a un plan de mantenimiento de 12 mb/d (excluyendo la producción en la Zona Neutral).

Al mismo tiempo, reorientó su enfoque hacia el desarrollo de sus recursos de gas natural, así como el suministro de energía renovable, lo que permitirá al país reducir su dependencia del petróleo para la generación de energía. Aramco prevé un crecimiento de más de 4 bcf/d en la capacidad de gas entre 2024 y 2030. Sumado al desarrollo de energías renovables, esto desplazará alrededor de 1 mb/d de petróleo utilizado en centrales eléctricas, de los cuales 500 kb/d son petróleo crudo (véase "Los planes saudíes lideran el impulso para recortar la generación de electricidad a partir de petróleo"). Las fases 1 y 2 del enorme yacimiento de recursos no convencionales de Jafurah representan la mitad del crecimiento de la capacidad de gas natural, además de un aumento de 270 kb/d en etano y 630 kb/d de LGN y condensados para finales de la década.

Capacidad de producción de crudo y LGN de Arabia Saudita, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Notas: La capacidad de crudo incluye la participación de Arabia Saudita en la producción de la Zona Neutral. La capacidad de LGN incluye condensados.

Si bien la capacidad de producción de crudo de Arabia Saudita se mantiene prácticamente estable durante el período de pronóstico, Aramco está realizando importantes inversiones para compensar la disminución de los yacimientos. Se informa que más de 1,2 millones de barriles diarios (mb/d) de proyectos de mantenimiento de crudo entrarán en funcionamiento entre 2025 y 2026. El proyecto de inyección de agua de Dammam, Fase 1, de 25 kb/d, está programado para su puesta en marcha en 2025, seguido de una Fase 2 incremental de 50 kb/d en 2027. Crudo offshore.

Se prevé que los megaproyectos Berri y Marjan pongan en marcha una producción combinada de 550 kb/d, con LGN procesados en la Planta de Gas de Tanajib. Se prevé que Tanajib gestione 2,6 bcf/d de gas natural extraído de los yacimientos Marjan y Zuluf.

Las calidades de crudo pesado árabe experimentarán un aumento a partir de 2026 con la puesta en marcha de la planta de procesamiento central Zuluf de 600 kb/d. El suministro adicional de crudo pesado compensaría las pérdidas de calidades pesadas mexicanas durante el período previsto.

Los Emiratos Árabes Unidos se preparan para liderar las adiciones de capacidad de petróleo crudo a nivel mundial, añadiendo más de 720 kb/d para 2030. El país también aumentará la capacidad de LGN en 260 kb/d mientras traza su camino para convertirse en un exportador neto de gas natural para 2030. La producción de petróleo, incluyendo LGN y condensados, se mantuvo prácticamente sin cambios en 4,2 mb/d en 2024. El ambicioso plan de capacidad de crudo de 5 mb/d de los emiratíes para 2027 recibió un impulso el mes pasado después de que se firmaran acuerdos con el operador ExxonMobil y el socio INPEX/JODCO para el proyecto de expansión Upper Zakum, diseñado para aumentar la producción en 200 kb/d a 1,2 mb/d.

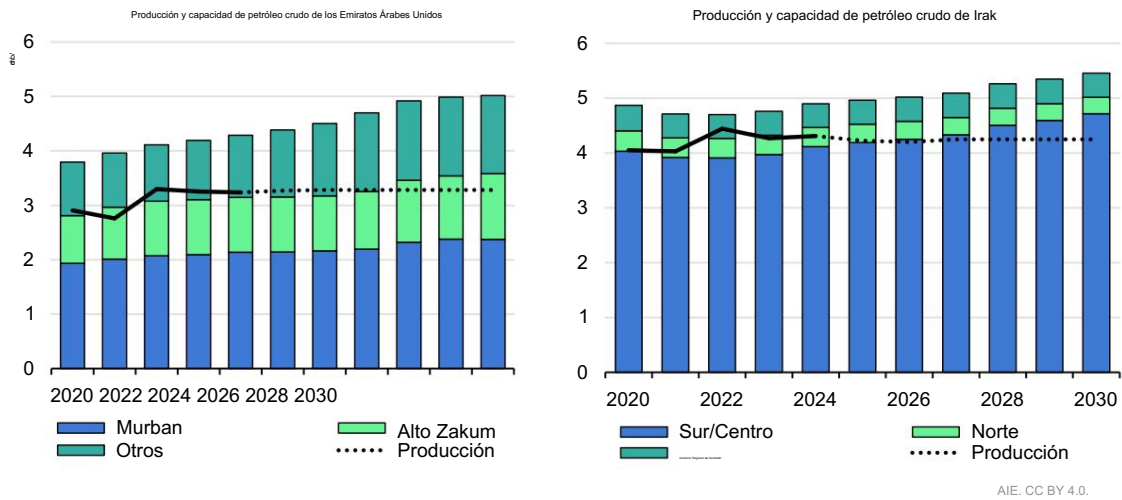
Las inversiones de la Compañía Nacional de Petróleo de Abu Dabi (ADNOC) se han centrado en el crecimiento de la capacidad de crudo en alta mar en los últimos años. Los esfuerzos para impulsar el suministro en el Alto Zakum han incrementado la producción en la última década de aproximadamente 500 kb/d a 1 mb/d. El año pasado, se puso en marcha el bloque marino Belbazem de 45 kb/d. También se han adjudicado contratos para desarrollar la producción incremental, incluyendo el proyecto de 20 kb/d para estabilizar la producción en el campo Bajo Zakum de 450 kb/d, con una expansión adicional de 50 kb/d planificada para 2027. En el campo Umm Shaif, se prevé una elevación de 115 kb/d, dividida en tres fases, para elevar la capacidad a 390 kb/d para 2027.

Recientemente, la atención se ha vuelto a centrar en la explotación terrestre con proyectos de capacidad incremental planificados en Bu Hasa (+100 kb/d) y el campo Bab (+90 kb/d). Al igual que Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos están evaluando activamente sus recursos no convencionales. En la zona terrestre de Abu Dabi, ADNOC Drilling utiliza su empresa conjunta Turnwell, en colaboración con SLB y Patterson-UTI, para perforar más de 140 pozos para finales de 2025 y evaluar la extensión y la productividad de los recursos no convencionales del país. En mayo de 2025, EOG Resources, uno de los mayores productores estadounidenses de esquisto, firmó licencias de exploración para el enorme Bloque 3 de Recursos No Convencionales Terrestres en la región de Al Dhafra.

Si bien no se incluyen en nuestros pronósticos volúmenes adicionales de crecimiento de la capacidad no convencional, el éxito podría respaldar las ambiciones de crudo y gas de los EAU.

Con el objetivo de los Emiratos de alcanzar la autosuficiencia gasífera para 2030, ADNOC Gas está aumentando su capacidad de procesamiento de gas natural, con el consiguiente aumento de LGN. El proyecto de Maximización de la Recuperación y Monetización del Etano (MERAM), cuya puesta en marcha está prevista para finales de 2025, extraerá alrededor de 120 kb/d de etano en Habshan, que podrán utilizarse como materia prima en la creciente flota de craqueadores a vapor de Borouge. Varios proyectos futuros, como el proyecto de Desarrollo de Gas Rico de 1.500 millones de pies cúbicos diarios (MMPC) y el proyecto de Cap de Gas Bab de 1.800 millones de pies cúbicos diarios (MMPC), han recibido contratos recientemente, y su captura de líquidos aún no se incluye en las estimaciones de capacidad.

Producción y capacidad de petróleo crudo de los Emiratos Árabes Unidos e Irak, 2020-2030



Nota: La producción prevista para 2025-2030 se basa en los objetivos de suministro de la OPEP+ vigentes a julio de 2025 y en los niveles estimados de cumplimiento.

Se prevé que Irak aumente su capacidad en 560 kb/d, alcanzando los 5,4 mb/d para 2030, cifra inferior a su objetivo de 6 mb/d. Los planes de expansión de crudo se ven obstaculizados por la falta de capacidad de inyección de agua, los desafíos intermedios y la limitada capacidad de exportación de sus yacimientos del sur. La mayor parte del crecimiento de la capacidad está impulsado por empresas extranjeras que operan en el sur, ya que Irak busca optimizar el puerto de Basora y ofrecer opciones alternativas de exportación de crudo. El reciente reingreso de BP al yacimiento de Kirkuk, tras su salida en 2019, y la posible reapertura del oleoducto Irak-Turquía (ITP), ofrecen opciones para obtener ganancias a largo plazo. La producción total de petróleo del país aumentó 40 kb/d interanualmente, alcanzando los 4,5 mb/d en 2024.

La falta de capacidad de inyección de agua para el soporte de presión en muchos yacimientos iraquíes limita la capacidad del país para aumentar la producción. TotalEnergies está desarrollando infraestructura y capacidades locales en su proyecto de inyección de agua de mar tratada de 5 mb/d para los yacimientos sureños de Zubair y Qurna Occidental. La compañía también pretende aumentar la producción en el yacimiento petrolífero de Ratawi de 85 mb/d a 210 mb/d.

Irak ha logrado avances significativos el año pasado para descongestionar el puerto de Basora. En abril, Basra Oil Company firmó un contrato con la italiana Micoperi y la turca ESTA para construir un tercer oleoducto submarino de exportación, con una capacidad de diseño de 2,4 mb/d, y opciones de carga, incluyendo una plataforma flotante de amarre de un solo punto. A finales de 2024, el gobierno iraquí aprobó el proyecto del oleoducto Basora-Haditha, con una capacidad de 2,25 mb/d y 685 km de longitud, que discurrirá en paralelo al deteriorado Oleoducto Estratégico de 800 mb/d. El nuevo oleoducto servirá como conducto para el petróleo de la región de Basora hacia los centros de demanda en el centro de Irak y, a largo plazo, podría conectar los yacimientos del sur con las rutas de exportación del norte.

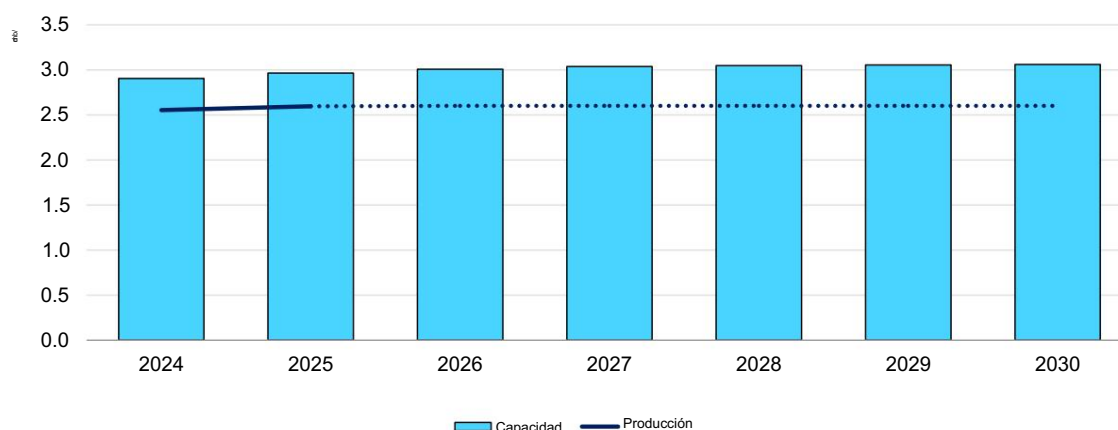
Incluyendo Ratawi, Irak cuenta con más de 1,2 mb/d de potencial de ampliación de capacidad en diferentes fases de madurez, que se están explotando en los yacimientos del sur. Por ejemplo, PetroChina sigue adelante con los planes de expansión en West Qurna-1 para aumentar la producción de los 550 kb/d reportados a 800 kb/d hacia finales de la década, pero no se ha anunciado la aprobación formal del proyecto. A finales de 2023, Lukoil y Bagdad acordaron extender el contrato de servicios para el yacimiento West Qurna-2 hasta 2045, con planes para aumentar gradualmente la capacidad de 480 kb/d a 800 kb/d. Eni continúa trabajando en la expansión de 250 kb/d en el yacimiento Zubair de 450 kb/d. Basra Oil Company avanza en las obras de Majnoon, que actualmente produce alrededor de 130 kb/d, para alcanzar los 450 kb/d, pero los retrasos en el proyecto han seguido afectando la expansión del yacimiento.

Los yacimientos petrolíferos del norte de Kirkuk y la capacidad controlada por el Gobierno Regional del Kurdistan (GRK) podrían experimentar un resurgimiento en los próximos años si se reanudan los envíos de 450 kb/d a través de la ITP hacia Ceyhan, tras largos meses de negociaciones entre la Federación de Irak, el GRK y compañías petroleras extranjeras del norte y Turquía. El flujo en la línea ha estado suspendido desde finales de marzo de 2023, pero se informa que alrededor de 300 kb/d se están dirigiendo al mercado local o se transportan en camión a través de las fronteras iraquíes. BP detuvo las obras de redesarrollo de Kirkuk en 2019 debido a problemas de seguridad, pero su reciente reingreso podría impulsar la producción de este recurso de clase mundial durante la próxima década.

Se proyecta que Kuwait aumentará su capacidad en 150 kb/d hasta alcanzar casi 3,1 mb/d para 2030, y se esforzará por alcanzar su objetivo de capacidad de 3,5 mb/d para 2035.

La producción promedio anual de crudo en 2024 disminuyó en 110 kb/d, hasta los 2,55 mb/d, incluyendo las contribuciones de la Zona Neutral. La capacidad kuwaití ha estado disminuyendo, con una pérdida de 220 kb/d desde su pico en 2018.

#### Producción y capacidad de petróleo crudo de Kuwait, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: La producción prevista para 2025-2030 se basa en los objetivos de suministro de la OPEP+ vigentes a julio de 2025 y en los niveles estimados de cumplimiento.

Kuwait Oil Company (KOC) ha centrado su atención en el sur, en su gigantesco yacimiento petrolífero de Burgan, de 80 años de antigüedad, pero los esfuerzos para frenar los descensos han resultado difíciles. El año pasado, KOC impulsó el desarrollo de gas en el Jurásico Norte, añadiendo aproximadamente 50 kb/d de capacidad de crudo ligero. Los avances en el campo de crudo pesado Ratqa, respaldados por el trabajo técnico de Shell, están incrementando la capacidad en otros 20 kb/d este año. El reciente éxito exploratorio en las aguas costeras de Kuwait podría ofrecer un camino más directo para alcanzar los objetivos del país para 2035.

Se espera que la capacidad en la Zona Neutral, compartida equitativamente entre Kuwait y Arabia Saudita, se mantenga alrededor de 260 kb/d para cada país hasta 2030. Sin embargo, los recientes avances para aumentar la producción podrían agregar algún potencial alcista.

La producción de petróleo en Omán, incluyendo condensados y LGN, se situó en torno a los 1,1 mb/d en 2024. Se prevé que la capacidad omaní aumente en 40 mb/d durante el período de pronóstico gracias a las continuas inversiones en yacimientos de petróleo pesado y desarrollos offshore, incluyendo el yacimiento de Yumna. Se espera que un acuerdo de 30 000 millones de dólares firmado recientemente con Occidental Petroleum, que amplía sus planes de desarrollo para el yacimiento de Mukhaizna, ayude a frenar las disminuciones. La apuesta de Omán por el gas natural, incluyendo la puesta en marcha prevista del tren de Marsa LNG de 1 Mtpa en 2028, impulsará ligeramente el suministro de condensados y LGN del país.

## Se avecinan disminuciones en la capacidad del Caspio para el crudo kazajo y azerí hasta 2030

En Kazajistán, el suministro total de petróleo en 2024 disminuyó ligeramente en 50 kb/d interanual, hasta 1,9 mb/d, debido al mantenimiento en sus principales campos de producción, Tengiz, Kashagan y Karachaganak. El Proyecto de Crecimiento Futuro (FGP) en Tengiz, liderado por Chevron, ha ampliado la capacidad del campo en 260 kb/d, hasta 860 kb/d en enero de 2025, lo que eleva la capacidad total de crudo a 2,1 mb/d. Tras el lanzamiento en 2023 del Proyecto de Gestión de Presión en Boca de Pozo de Tengiz y la puesta en marcha del FGP, Tengiz representa ahora más del 40 % de la producción petrolera kazaja. Se proyecta que la capacidad de crudo kazaja disminuya a 1,9 mb/d para 2030 hasta que se autoricen ampliaciones de campos más grandes, como las de Kashagan.

En octubre de 2024, el Senado de Kazajistán fortaleció aún más sus lazos con Catar, aprobando el establecimiento de una alianza estratégica a largo plazo en sectores clave como la energía y la agricultura. Se firmaron acuerdos para que QazaqGaz y UCC Holdings, una importante empresa catari de construcción e infraestructura, finalizaran una planta de procesamiento de gas agrio de 100 millones de pies cúbicos estándar por día (MMscf/d) que respalda el desarrollo de Kashagan Fase 2A. La planta y sus gasoductos asociados contribuirán a aumentar la capacidad de crudo en aproximadamente 25 000 barriles diarios, hasta alcanzar los 440 000 barriles diarios, con una puesta en marcha prevista para finales de 2026. Se firmaron acuerdos para las siguientes plantas de gas asociadas al desarrollo de Kashagan, pero las previsiones aún no consideran que estén en firme.

El suministro total de petróleo de Azerbaiyán se redujo en 20 kb/d en 2024, hasta alcanzar los 600 kb/d. La producción se mantiene aproximadamente en este nivel, ya que BP continúa aumentando la capacidad de la plataforma marina Azeri Central East (ACE) de 100 kb/d durante los próximos años. Se espera que ACE, junto con la compresión de Shah Deniz, contribuya a aumentar la capacidad petrolera total del país a corto plazo y amortigüe las caídas antes de desplomarse a 520 kb/d para 2030.

## Las sanciones frenan el aumento de capacidad, pero los barriles siguen fluyendo

El aumento de las tensiones entre Irán e Israel y el impacto de las sanciones occidentales sobre Rusia, Irán y Venezuela siguen siendo una incertidumbre clave en nuestro pronóstico.

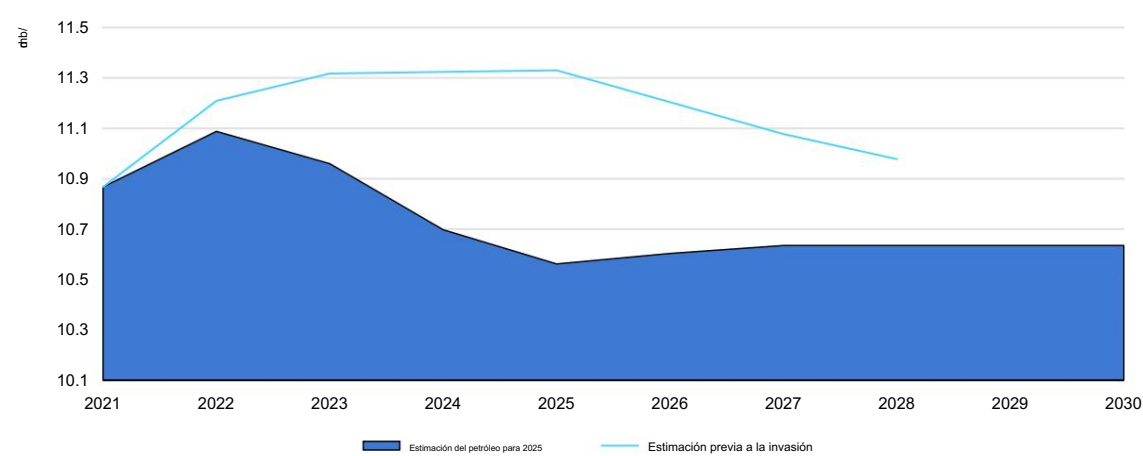
El acceso a tecnologías, financiamiento e insumos para la cadena de suministro, así como los cambios en la compra de barriles sancionados, podrían verse aún más afectados según el resultado de las negociaciones en curso. En el caso de Rusia e Irán, hemos mantenido la capacidad y la producción en los niveles actuales durante el período de pronóstico. En el caso de Venezuela, las directrices actuales sobre sanciones del gobierno estadounidense han reducido las perspectivas de capacidad de producción del país.

La producción de petróleo rusa cayó otros 260 kb/d en 2024, a 10,7 mb/d, lo que elevó las pérdidas totales de producción desde el comienzo de la invasión de Ucrania a 600 kb/d.

No obstante, el sector petrolero ruso ha demostrado una sorprendente resiliencia, con informes que indican un aumento gradual de las perforaciones en Siberia occidental. Sin embargo, las sanciones parecen haber frenado las ambiciones de crecimiento a corto plazo. Mantenemos la capacidad rusa prácticamente sin cambios en 10,9 mb/d hasta 2030, pero nuevos retrasos en el gigantesco proyecto Vostok Oil de Rosneft, de 600 kb/d, podrían reducir la producción rusa a medio plazo. Los avances significativos en el desarrollo de las cadenas de suministro nacionales y las tecnologías clave, como plataformas de perforación más pesadas para pozos horizontales más largos y el desarrollo de nuevos fluidos de terminación para fracturación hidráulica, han respaldado los esfuerzos para mantener la producción. Sin embargo, la escasez de equipos para las reservas difíciles de recuperar en el Ártico y la falta de tecnologías de construcción naval han retrasado el inicio de proyectos clave. La guerra y el consiguiente impacto económico también han frenado la inversión debido a los tipos de interés históricamente altos, el aumento de los impuestos corporativos y la escasez de mano de obra rusa.

Las reservas árticas de Moscú podrían impulsar significativamente la capacidad, pero esto ha resultado difícil en medio del endurecimiento de las sanciones. En el primer trimestre de 2025, Rosneft pospuso el inicio de su proyecto Vostok Oil de 2024 a 2026. El desarrollo de Vostok se divide aproximadamente a partes iguales entre los yacimientos Vankor, actualmente en producción, y los cercanos Suzunskoye y Lodochnoye, mientras que la otra mitad se destina a Payakha, Icheminskoye y Baikalovskoye. Si bien las reservas de petróleo de Vostok Oil aumentaron el año pasado casi un 10%, superando los 50 000 millones de barriles, la capacidad de exportar petróleo desde estos yacimientos es limitada. Continúan los avances en el oleoducto de 770 km, con casi la mitad completada a finales de 2024, y en la terminal receptora de petróleo en la bahía de Sever, en el mar de Kara, en el Ártico. El proyecto Arctic LNG-2 se ha reducido y retrasado de 2026 a 2028, mientras Novatek trabaja en una tecnología de licuefacción y consigue buques rompehielos de GNL.

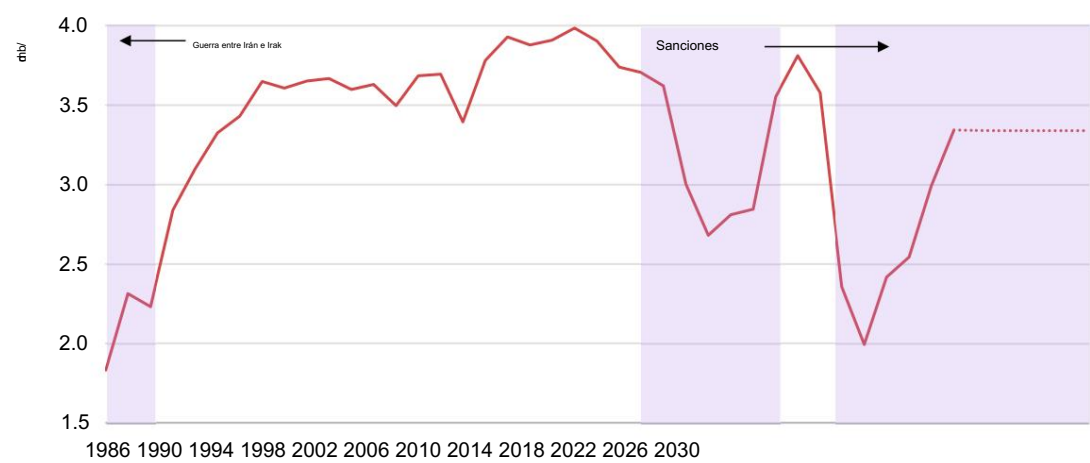
Estimación del suministro total de petróleo de Rusia, 2021-2030



AIE. CC BY 4.0.

Hasta la fecha, el suministro de petróleo de Irán se ha mantenido relativamente estable frente al aumento de las sanciones estadounidenses y las tensiones con Israel, lo que lo ha convertido en la segunda fuente de crecimiento del suministro, después de Estados Unidos, durante dos años consecutivos. La producción total de petróleo alcanzó el año pasado su nivel más alto desde 2017, con un aumento interanual de 420 kb/d, hasta alcanzar los 4,7 mb/d, de los cuales 1,3 mb/d correspondieron a condensados y LGN. Las exportaciones de crudo promediaron 1,6 mb/d en 2024. Casi todas las exportaciones petroleras iraníes llegan a China, y el crudo se destina a refinerías independientes. Las sanciones estadounidenses se han endurecido progresivamente en los últimos meses, y prácticamente todos los aspectos de las cadenas de suministro iraníes están siendo objeto de sanciones.

Producción de petróleo crudo de Irán, 1986-2030



AIE. CC BY 4.0.

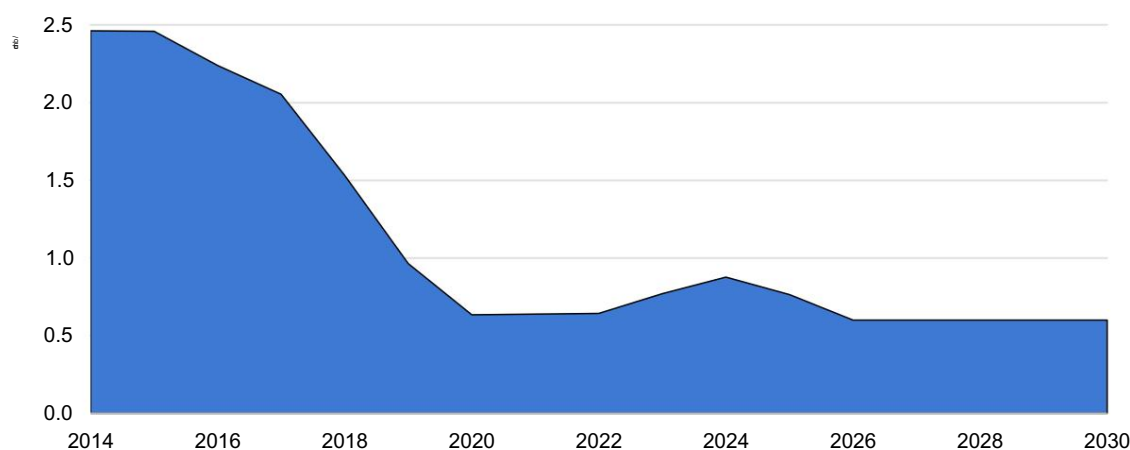
El aumento de la producción iraní ha dejado al país con una escasa capacidad disponible. Teherán depende en gran medida de empresas nacionales para intentar frenar el declive de sus yacimientos. Desde principios del año pasado, Irán ha adjudicado contratos locales por valor de más de 33 000 millones de dólares para aumentar la producción de sus yacimientos de gas natural y petróleo. Además, el país continúa avanzando en el desarrollo de sus capacidades de fabricación y operación de tecnologías cruciales para mejorar la recuperación de petróleo, como los compresores de gran tamaño.

Existen varias fuentes de crecimiento de la capacidad iraní en el horizonte, con sus principales campos de West Karun, junto con Yaran y Yadavaran, capaces de impulsar un crecimiento de alrededor de 1 mb/d. En marzo de 2024 se adjudicaron contratos para ampliar la capacidad de los campos terrestres, con el objetivo de aumentar la producción de 400 mb/d a 620 mb/d. Irán también está estudiando opciones para aumentar la producción en campos más pequeños de West Karun, como Jofeyr y Sepehr.

El petróleo continúa fluyendo, al ritmo de los niveles de 2024, pero la reciente indecisión de los compradores chinos ha reducido las importaciones de crudo de Irán en un 30 % en mayo con respecto al promedio del año pasado. Las negociaciones en curso con Estados Unidos sobre el futuro del programa nuclear iraní arrojan una sombra de incertidumbre sobre el futuro de las sanciones. La rápida aplicación de las sanciones estadounidenses en 2018 redujo drásticamente las exportaciones de crudo iraní de un promedio de 2,2 mb/d a menos de 500 mb/d, pero su aplicación en esta ocasión ha resultado más difícil.

Venezuela aumentó su suministro total de petróleo en casi 110 kb/d el año pasado, a 960 kb/d, su nivel más alto desde 2019. La capacidad de crudo venezolano se estima en más de 1 mb/d en 2025, con las mayores ganancias de capacidad de los campos occidentales (+30 kb/d) y los productores de petróleo pesado (+70 kb/d), incluidas empresas conjuntas con Chevron, China National Petroleum Company (CNPC) y Rosneft.

Producción de petróleo crudo de Venezuela, 2014-2030



AIE, CC BY 4.0.

En el primer trimestre de 2025, Estados Unidos anunció la revocación de la Licencia General 41 (GL 41) de Venezuela de 2022, emitida por la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) del Departamento del Tesoro, a partir del 3 de abril, así como de otras licencias que permitían a empresas occidentales, como Chevron, Eni, Repsol y otras, operar, comerciar y pagar impuestos en Venezuela. Estados Unidos redobló sus esfuerzos el 2 de abril, anunciando sanciones secundarias a los compradores de petróleo venezolano. La licencia general de Chevron expiró el 27 de mayo. Los operadores occidentales en el país continúan negociando con el gobierno estadounidense sus planes de futuro.

PDVSA depende en gran medida de las importaciones de diluyentes (en particular, nafta o condensado ligero) para mezclar crudo pesado venezolano, que constituye más de la mitad de la capacidad de crudo del país. Si bien las importaciones de diluyente disminuyeron tras los últimos anuncios de EE. UU., desde mayo se han obtenido nuevos suministros de Rusia, China e Irán. El establecimiento de nuevas cadenas de suministro de diluyentes que no dependen de fuentes occidentales permite a Venezuela mantener sus actividades upstream. Sin embargo, el riesgo de sanciones secundarias y aranceles estadounidenses a los compradores de petróleo venezolano ha ralentizado las exportaciones de petróleo en 220 kb/d desde febrero. Si bien la situación se mantiene inestable, hemos asumido una disminución de la producción de crudo de 30 kb/d al mes, hasta alcanzar los 600 kb/d para finales de año.

## Los miembros africanos de la OPEP+ atraen el interés extranjero

Se espera que los miembros africanos de la OPEP+ experimenten una caída de la capacidad de crudo de 260 kb/d a 4,2 mb/d para 2030, debido principalmente a las dificultades para atraer las inversiones necesarias para compensar la disminución de los yacimientos y aumentar la producción. Sin embargo, los cambios recientes en los términos contractuales en varios países aún podrían incentivar la entrada de capital extranjero hacia finales de la década. En Nigeria, se introdujo una amplia serie de reformas en todo el sector petrolero en 2024 y 2025, incluyendo nuevos incentivos fiscales para la exploración y producción en aguas profundas, y los primeros cambios en el marco fiscal desde 1991. Argelia revisó los contratos para su subasta el año pasado, reduciendo la participación del gobierno en aproximadamente un tercio. Libia, como parte de su primera ronda de exploración en 18 años, introdujo un nuevo acuerdo de producción compartida que podría aumentar la rentabilidad de las empresas extranjeras del 2,5 % al 35,8 %.

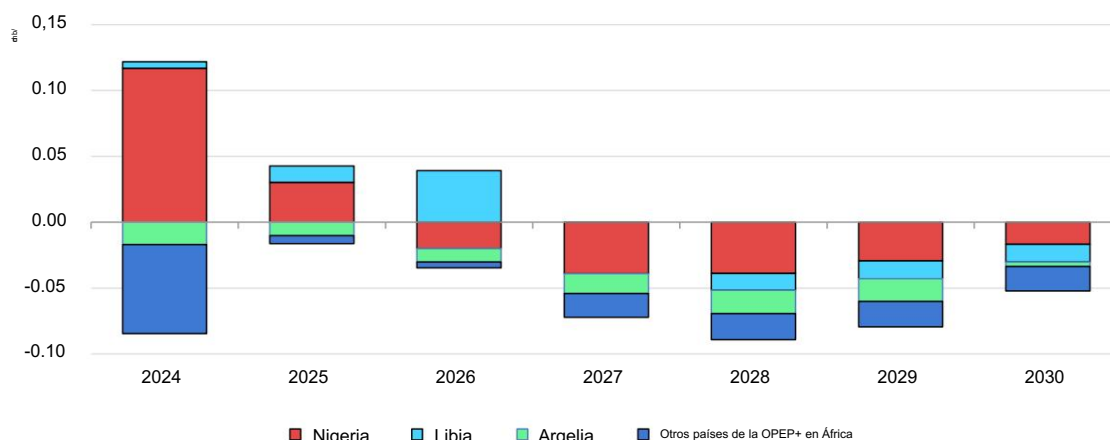
La producción total de petróleo de Nigeria aumentó notablemente hacia finales de 2024, alcanzando los 1,6 mb/d, con 1,4 mb/d de crudo y 210 kb/d de condensados. Esto se debió en parte a la acción concertada del gobierno contra el robo y el sabotaje, y se vio apoyada por la puesta en marcha del yacimiento de Utapate (+40 kb/d). En nuestro pronóstico para 2024-30, se proyecta que la capacidad de crudo de Nigeria promedie cerca de los 1,6 mb/d en los próximos años, con base en los planes para mantener la producción en los proyectos existentes. A futuro, los proyectos aprobados contribuirán a frenar, pero no revertir, las pronunciadas caídas, con una capacidad de crudo justo por debajo de los 1,4 mb/d al final de la década.

El presidente Bola Ahmed Tinubu, elegido con promesas de reforma del sector energético del país en mayo de 2023, implementó importantes medidas políticas, regulatorias y fiscales.

Reformas destinadas a revitalizar la inversión en el sector petrolero y gasífero del país. Las nuevas políticas del gobierno marcan un cambio radical para centrarse en las ricas reservas de petróleo y gas del país, con condiciones contractuales, fiscales y tributarias más favorables para los inversores. Los cambios en el marco de los contratos de producción compartida (PSC) y los acuerdos de operación conjunta (JOA) tienen como objetivo eliminar cuellos de botella burocráticos, agilizar los procesos de concesión de licencias, ofrecer mejores condiciones fiscales para los desarrollos en aguas profundas e incentivar la producción de gas natural y sus líquidos asociados.

Además, en abril, el presidente Tinubu disolvió la junta directiva de la Compañía Nacional de Petróleo de Nigeria y nombró una nueva junta directiva y un equipo de liderazgo ejecutivo, con el mandato de mejorar la eficiencia operativa y la viabilidad comercial. El gobierno ha establecido objetivos muy ambiciosos para la producción total de petróleo del país: 2 mb/d en 2027 y 3 mb/d para 2030.

Capacidad de producción de petróleo crudo de la OPEP+ África (variación interanual), 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Si bien Nigeria ha visto la salida de la mayoría de las principales empresas extranjeras de su cartera de proyectos terrestres, incluyendo la venta de Mobil Producing Nigeria Unlimited por parte de ExxonMobil a Seplat Energy y la venta de los activos terrestres de Shell a Renaissance, las profundas reformas del gobierno han generado un optimismo cauteloso y un mayor interés de los inversores. ExxonMobil anunció en mayo sus planes de invertir 1.500 millones de dólares para revitalizar la producción en su yacimiento petrolífero de aguas profundas de Usan, que se encuentra en declive. Se espera una decisión final de inversión (FID) a finales del tercer trimestre de 2025.

Esto sigue a la aprobación a finales de 2024 por parte de un consorcio liderado por Shell del desarrollo Bonga Norte, con una capacidad de aproximadamente 110 kb/d, con el objetivo de mantener la producción en la instalación flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) de Bonga. Se espera la primera producción de petróleo hacia finales de la década. Shell también está evaluando la posible aprobación de Bonga Suroeste (con una capacidad de 150 kb/d de crudo y condensado), con una FID prevista para 2027. Sin embargo, a finales de mayo, TotalEnergies...

firmó un acuerdo con Shell para vender su participación no operativa en los yacimientos de Bonga, que incluye Bonga Norte y Bonga Suroeste, mientras ambas compañías desarrollan sus respectivas estrategias para optimizar y mejorar sus carteras. A pesar de los nuevos incentivos y términos contractuales expansivos de Nigeria, las empresas internacionales parecen estar observando atentamente la implementación y ejecución de las reformas.

La producción total de petróleo de Libia para 2024 se redujo en 90 kb/d interanual, hasta 1,1 mb/d, tras el cierre de seis semanas de los yacimientos durante la crisis bancaria del país en agosto y septiembre del año pasado. Las reparaciones de pozos realizadas durante el cierre impulsaron la producción de crudo hasta 1,2 mb/d a finales de año. Dado que más del 90 % de los ingresos de Libia provienen del sector del petróleo y el gas, los yacimientos y terminales petroleras son objeto frecuente de ataques de facciones políticas.

En marzo de 2025, Libia anunció, por primera vez desde 2007, una mejora significativa en las condiciones de los acuerdos de producción compartida para empresas extranjeras, junto con una ronda de licencias para 22 áreas de exploración que, hasta la fecha, ha atraído a más de 40 solicitantes. La adjudicación de los contratos está prevista del 22 al 30 de noviembre de 2025.

Sin embargo, cualquier reactivación de las actividades de exploración y desarrollo en Libia quedará fuera de nuestro período de pronóstico.

La capacidad libia alcanza 1,25 mb/d este año antes de declinar por debajo de 1,2 mb/d para 2030. Aumentos de capacidad menores, como aquellos en el campo Mabruk recientemente reiniciado, sumarán alrededor de 25 kb/d, luego del cierre del campo desde 2015. Otras ganancias a corto plazo pueden provenir de Akakus (una empresa conjunta de la NOC de Libia, Repsol, TotalEnergies, OMV y Equinor) mientras trabaja en un ambicioso plan para aumentar la capacidad en los bloques NC-186 y NC-115 del campo Sharara, de 300 kb/d a 350 kb/d, para fines de 2025.

## México corre el riesgo de convertirse en un importador neto a medida que disminuye la producción

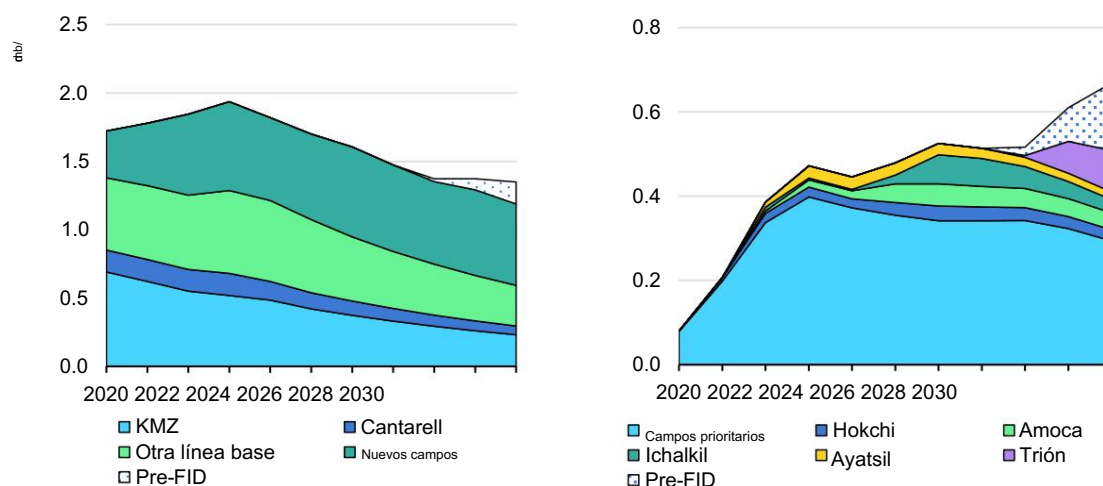
México registra la mayor caída en su producción, no sólo entre la alianza OPEP+, sino entre todos los productores a nivel mundial: cae 680 kb/d a 1,3 mb/d durante el período previsto.

Junto con el pronóstico de demanda de este Informe, esto podría llevar al país a convertirse en un importador neto de cerca de 500 kb/d para 2030. Su declive a largo plazo en la producción de petróleo mostró una breve pausa entre 2021 y 2023, con la intensificación de la producción del campo de condensado de Quesqui. Pemex recortó drásticamente las inversiones planificadas durante la pandemia, y la administración anterior solicitó a la petrolera estatal que se centrara en el rápido crecimiento del crudo proveniente de los yacimientos terrestres y de aguas someras, en detrimento de los yacimientos de aguas profundas más grandes. Para 2024, más de la mitad de la producción de Pemex provenía de tan solo siete de sus 240 campos.

De cara al futuro, persisten los desafíos, ya que Pemex tiene una gran carga de deuda y solo un proyecto importante está programado para ver su primera producción de petróleo en 2030. La producción disminuyó cerca de 160 kb/d interanual en el primer semestre de 2025. Los cambios fiscales, las grandes deudas impagas a sus proveedores y

Los recortes presupuestarios en el sector upstream han reducido drásticamente el número de plataformas petrolíferas de 50 en octubre de 2024 a menos de 20 en menos de seis meses, aunque recientemente se han realizado algunos pagos y cinco plataformas han vuelto a operar. El proyecto Trion de 100 kb/d de Woodside aún busca obtener su primer petróleo en 2028, mientras que Zama y la expansión Ku-Maloob-Zaap (KMZ) aún esperan la aprobación. Sin embargo, la ventana para ver la producción de estos dos proyectos antes del final de nuestro pronóstico se está agotando.

### Producción total y crecimiento de nuevos campos en México, 2020-2030



AIE. CC BY 4.0.

### Suministro no perteneciente a la OPEP+

#### El quinteto de las Américas no pertenecientes a la OPEP+ seguirá aumentando la oferta

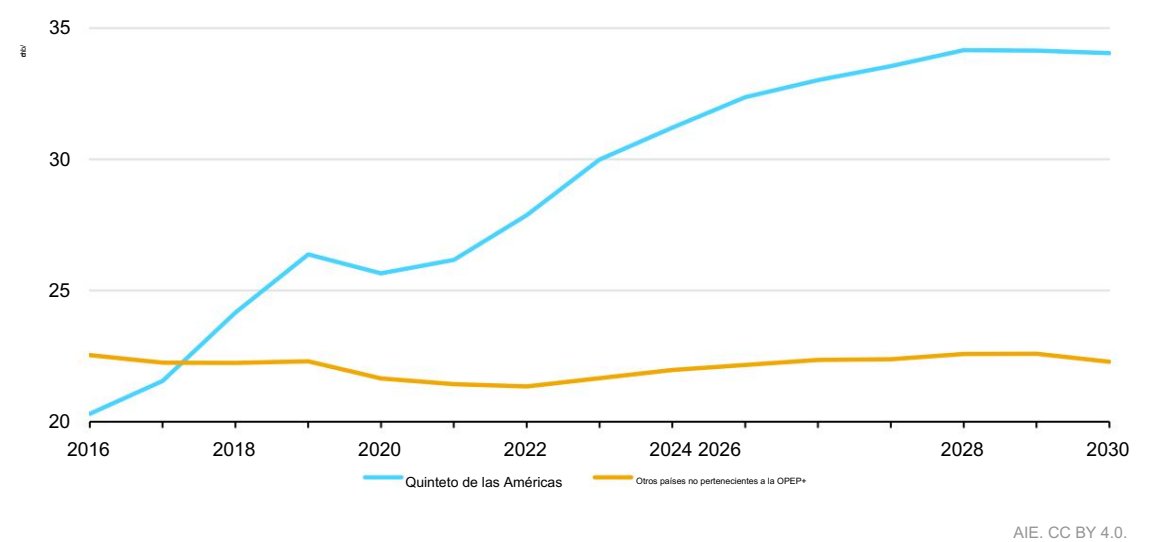
El continente americano domina el aumento total de la oferta de los países no pertenecientes a la OPEP+, de 3,1 mb/d a mediano plazo, incluso con una marcada desaceleración del ritmo de crecimiento. Tras aumentos de hasta 11 mb/d desde 2016, el quinteto —compuesto por Estados Unidos, Canadá, Brasil, Guyana y Argentina— aumentará la producción en 2,8 mb/d adicionales para 2030, con una producción combinada que se acercará a un tercio de la oferta mundial de petróleo.

Estados Unidos sigue siendo la principal fuente de ganancias de los países no pertenecientes a la OPEP+, incluso mientras el crecimiento de los LTO en EE. UU. se estanca. Canadá ocupa un cercano segundo lugar, ya que la expansión de la salida de oleoductos facilita la expansión del betún y la perforación de esquisto genera volúmenes incrementales de LGN.

Guyana, impulsada por el Bloque Stabroek, liderado por ExxonMobil, continúa alcanzando sus ambiciosos objetivos de crecimiento, mientras que el vecino Surinam verá cómo el Bloque 58, liderado por TotalEnergies, produce sus primeros barriles a finales de la década. Más al sur, Brasil continúa incrementando la producción, aunque a un ritmo más lento de lo previsto, con Petrobras y otras grandes petroleras.

Continuación del desarrollo de la fábrica FPSO en los yacimientos presalinos. El crecimiento de Vaca Muerta se verá impulsado por la nueva capacidad de extracción y la implementación de las reformas económicas en la economía argentina.

El quinteto de las Américas ha crecido mientras que otros países no pertenecientes a la OPEP+ se han mantenido estables (2016-2030)



Nota: El gráfico incluye el suministro total de petróleo (crudo, condensados, LGN, biocombustibles y no convencionales). El quinteto de las Américas incluye a Estados Unidos, Canadá, Brasil, Guyana y Argentina. La producción mundial de biocombustibles se incluye en otros países no pertenecientes a la OPEP+.

Suministro total no OPEP+ (mb/d)

|                                      | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024-30 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| OCDE                                 | 29.9 | 30.7 | 31.0 | 31.2 | 31.2 | 31.1 | 30.9 | 1.0     |
| OCDE Américas                        | 26.3 | 27.0 | 27.3 | 27.7 | 27.8 | 27.8 | 27.9 | 1.6     |
| OCDE Europa                          | 3.2  | 3.3  | 3.3  | 3.1  | 3.1  | 2.9  | 2.7  | -0.5    |
| OCDE Asia Oceanía                    | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | -0.1    |
| No perteneciente a la OCDE           | 17.5 | 17.9 | 18.2 | 18.5 | 19.1 | 19.2 | 18.8 | 1.4     |
| Eurasia                              | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | -0.0    |
| Europa                               | 0.1  | 0.1  | 0.1  | 0.1  | 0.1  | 0.1  | 0.1  | -0.0    |
| Porcelana                            | 4.3  | 4.4  | 4.4  | 4.4  | 4.3  | 4.3  | 4.2  | -0.1    |
| Otros países de Asia                 | 2.0  | 2.0  | 1.9  | 1.9  | 1.9  | 1.9  | 1.9  | -0.1    |
| Américas no pertenecientes a la OCDE | 6.4  | 6.8  | 7.2  | 7.3  | 7.7  | 7.8  | 7.6  | 1.2     |
| Oriente Medio                        | 1.9  | 1.9  | 2.0  | 2.0  | 2.3  | 2.4  | 2.5  | 0.6     |
| África                               | 2.4  | 2.4  | 2.4  | 2.5  | 2.5  | 2.4  | 2.3  | -0.1    |
| Petróleo no perteneciente a la OPEP+ | 47.4 | 48.6 | 49.2 | 49.7 | 50.4 | 50.2 | 49.8 | 2.4     |
| Ganancias de procesamiento           | 2.4  | 2.4  | 2.5  | 2.5  | 2.5  | 2.5  | 2.5  | 0.1     |
| Biocombustibles globales             | 3.4  | 3.5  | 3.7  | 3.8  | 3.9  | 4.0  | 4.1  | 0.7     |
| Suministro total no OPEP+            | 53.2 | 54.5 | 55.4 | 55.9 | 56.7 | 56.7 | 56.3 | 3.1     |
| Cambio anual                         | 1.5  | 1.4  | 0.8  | 0.6  | 0.8  | -0.0 | -0.4 |         |

Nota: La OCDE Américas excluye a México, que está incluido en los datos de la OPEP+.

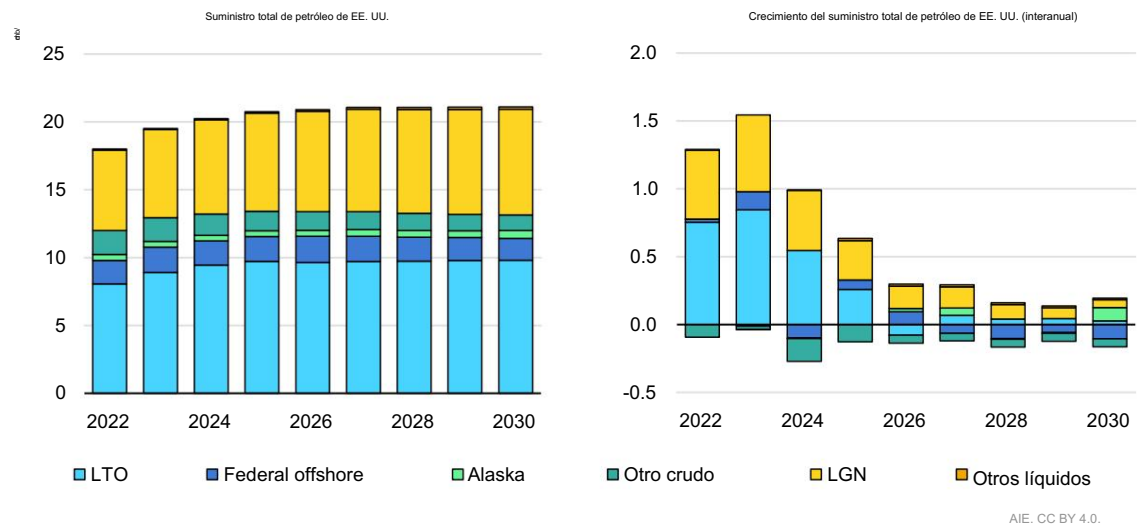
En Oriente Medio, Qatar prevé un aumento impresionante en los líquidos asociados gracias a las expansiones de sus yacimientos de GNL del Norte, Este y Sur. La producción mundial de biocombustibles aumentará en 680 mbd, y los países no pertenecientes a la OCDE representarán el 75 % de este aumento. Los recientes descubrimientos importantes en Namibia y Costa de Marfil avanzan en su ciclo de exploración y evaluación, mientras que otros pequeños productores de África Occidental siguen creciendo. La producción angoleña se mantiene estable durante el período previsto, ya que los nuevos proyectos compensan las disminuciones en los activos maduros. El desarrollo del lago Alberto en Uganda continúa avanzando, con la primera extracción de petróleo prevista para 2026.

Sin embargo, otras regiones no pertenecientes a la OPEP+ siguen en declive. Se prevé que los suministros del Mar del Norte disminuyan sin una sólida lista de nuevos proyectos que se aprueben. La tendencia a la baja de la oferta de petróleo de Asia Pacífico, excluida China, continúa, ya que las empresas priorizan la explotación de gas natural. Otros productores tradicionales de Sudamérica han experimentado un mayor riesgo político que dificulta unas perspectivas de desarrollo ya de por sí complejas.

El crecimiento del esquisto en EE. UU. se desacelera abruptamente

La producción de líquidos en EE. UU., excluyendo biocombustibles, se expandió en 720 kb/d en 2024, y en un total de 3,7 mb/d desde el punto más bajo de la COVID-19 en 2020. Se espera que la oferta de petróleo aumente en otros 510 kb/d en 2025, alcanzando su cuarto récord anual consecutivo. Si bien se prevé que la producción de petróleo en EE. UU. aumente cada año durante el período de pronóstico, el ritmo de crecimiento se desacelerará notablemente a medida que el crudo se estabilice. Mayores distribuciones a los accionistas, la consolidación de productores y la creciente complejidad de los pozos, en un posible entorno de precios más bajos durante más tiempo, representan obstáculos para la industria.

Las expectativas de crecimiento de EE. UU. se moderarán durante el resto de la década (2022-2030)



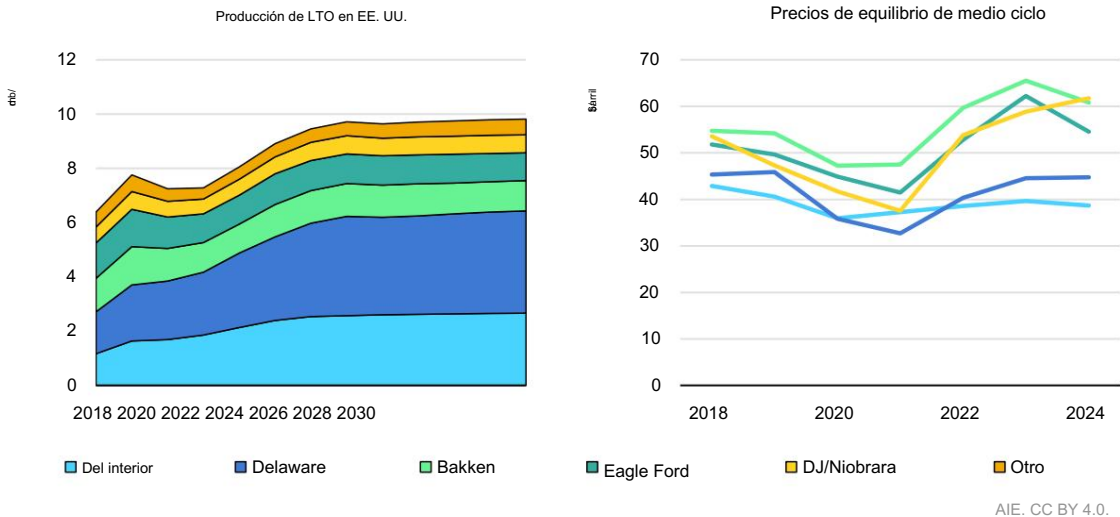
Aun así, Estados Unidos es el segundo mayor contribuyente al crecimiento de la capacidad de suministro a mediano plazo (después de Arabia Saudita), añadiendo 880 kb/d durante el período 2024-30, para alcanzar los 21,1 mb/d al final del pronóstico. Se espera que la producción de petróleo crudo disminuya en 60 kb/d, hasta 13,1 mb/d. Se prevé que los LGN de las plantas de procesamiento aumenten en 860 kb/d, hasta 7,8 mb/d, impulsados tanto por el aumento de las exportaciones como por la utilización de las instalaciones petroquímicas nacionales, ya que el gas asociado de las cuencas Pérmica y Apalache continúa impulsando el crecimiento. Los volúmenes no convencionales completan el resto.

La producción estadounidense de petróleo crudo a granel (LTO) aumentará en 360 kb/d entre 2024 y 2030, alcanzando los 9,8 mb/d, mientras que se prevé que la oferta convencional de los 48 estados contiguos disminuya en 420 kb/d durante el mismo período. Se prevé que la producción federal en alta mar aumente en 160 kb/d entre 2024 y 2026, alcanzando los 1,9 mb/d, antes de descender a 1,6 mb/d para 2030. Se prevé que los volúmenes de Alaska aumenten en 160 kb/d, alcanzando los 580 kb/d para finales de la década.

Si bien el LTO sigue siendo el principal motor del crecimiento de la oferta petrolera estadounidense, las ganancias anuales se desaceleran drásticamente, y la producción prácticamente se estanca en los últimos años de la década. La producción total de esquisto aumenta un modesto 0,5 % en promedio anual, siendo la Cuenca Pérmica prácticamente la única contribuyente. La reevaluación de las perspectivas del esquisto estadounidense en comparación con Oil 2024 se debe a la bajada de los precios, que ha impulsado a los productores de esquisto a reducir su actividad y a la consolidación del sector. De hecho, datos de Enverus muestran que más del 70 % de la producción económica de la Cuenca Pérmica, con precios inferiores a 50 USD/bbl,...

Las ubicaciones son operadas por siete empresas, y ExxonMobil y Diamondback poseen más de la mitad de las ubicaciones restantes en la Cuenca Midland.

La Cuenca Pérmica impulsa el crecimiento del LTO en EE. UU. con los precios de equilibrio más bajos entre 2018 y 2030



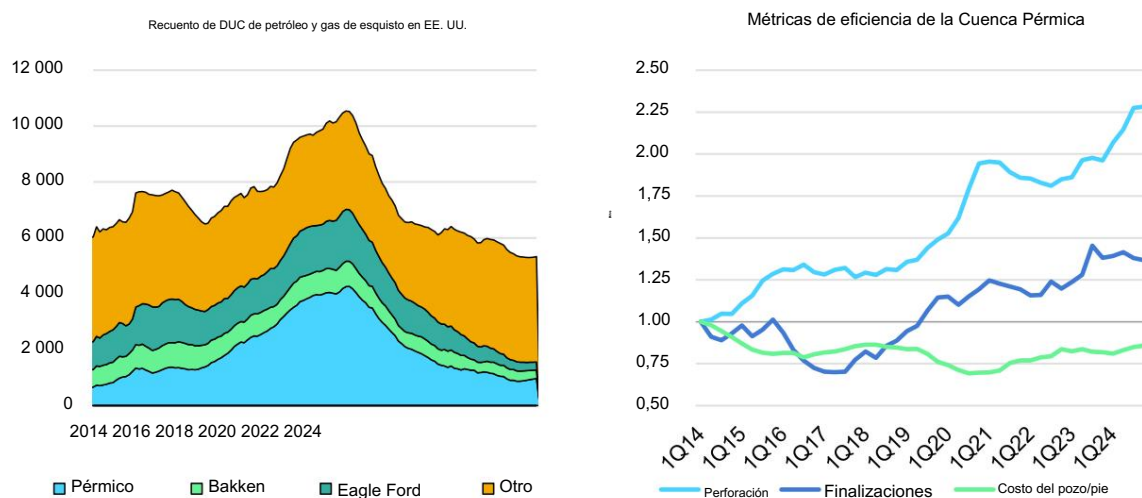
Nota: Los precios de equilibrio de medio ciclo se basan en los costos de perforación y finalización netos de regalías, impuestos a la producción, gastos operativos de arrendamiento, costos y diferenciales de transporte, cargos generales y administrativos e impuestos corporativos.

Fuente: Precios de equilibrio de medio ciclo basados en el análisis de la AIE de datos de Rystad Energy ShaleWellCube.

Otros obstáculos adicionales se derivan de los bajos niveles de pozos perforados pero no completados (DUC) en las cuencas de esquisto estadounidenses. Según datos de la Perspectiva a Corto Plazo de la Administración de Información Energética (EIA STEO), los niveles de DUC se encuentran en su nivel más bajo desde que el gobierno comenzó a registrarlos en 2013 y han disminuido un 15 % en los últimos dos años, hasta alcanzar los 5300 pozos. La industria se encamina a completar poco menos de 9000 pozos este año. Las principales zonas productoras de petróleo, como Bakken, Eagle Ford y la Cuenca Pérmica, han experimentado una fuerte reducción de los DUC en los últimos tres años, y el recuento de la Cuenca Pérmica se sitúa actualmente en tan solo un tercio de su promedio anterior a la pandemia.

Normalmente, los DUC pueden fracturarse y ponerse en funcionamiento en dos meses, en comparación con los 9-12 meses que requiere perforar y poner en marcha un nuevo pozo. El modelo continuo de inventario justo a tiempo reduce los márgenes operativos y complica la planificación y optimización del desarrollo del campo. Esto, sumado a la reducción de la actividad, presenta obstáculos para el crecimiento en los próximos años.

#### Los DUC de EE. UU. están en mínimos históricos mientras que los perforadores de la Cuenca Pérmica siguen mejorando (2014-2030)



AIE. CC BY 4.0.

Notas: El recuento de DUC incluye pozos de petróleo y gas perforados en formaciones de petróleo y gas. La eficiencia de perforación se calcula a partir de la profundidad total medida (TMD) promedio de pozos petroleros horizontales en la Cuenca Pérmica, dividida entre el promedio de días de perforación. La eficiencia de terminación se calcula a partir de la TMD dividida entre los días de fracturación activa. Los costos de los pozos se calculan sobre la base del total de pozos, normalizados a la TMD.

Fuente: Análisis de la IEA basado en datos de la EIA STEO y ShaleWellCube de Rystad Energy.

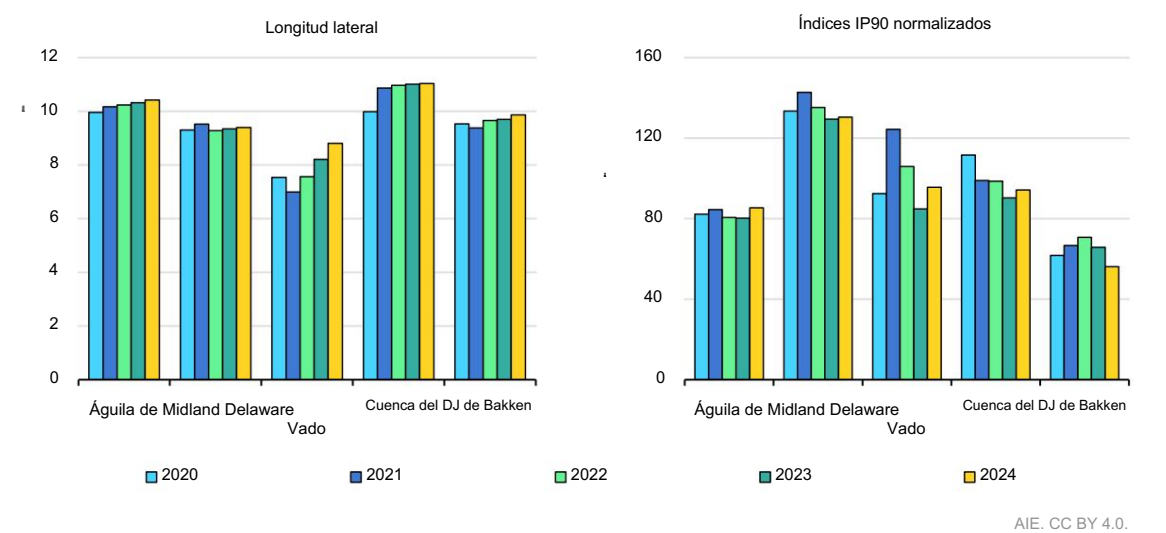
La alta gradación de los diferenciales de fracturación, los laterales más largos y las innovaciones como la fracturación simultánea, la fracturación trilateral y los pozos de herradura han permitido a los operadores seguir obteniendo ganancias de producción operando menos plataformas de perforación. Desde 2014, los perforadores de la Cuenca Pérmica son casi dos veces y media más eficientes, y desde 2019, son más de una vez y media más eficientes. Como resultado, las 285 plataformas petrolíferas de la Cuenca Pérmica que estaban activas en el cuarto trimestre de 2024 perforaron una cantidad equivalente a 480 plataformas hace cinco años y 650 plataformas hace diez años.

Al normalizar la longitud lateral, los costos de los pozos han comenzado a aumentar gradualmente y las tasas de producción inicial a 90 días se han estabilizado, en su mayor parte.

Todavía se supone que las ganancias de productividad disminuirán, aunque algunas métricas pueden mostrar una mejora agregada a medida que las plataformas menos eficientes y los diferenciales de fracturación hidráulica se dejan de lado y las tendencias deflacionarias específicas de las plataformas continúan.

Si bien se desacelera, el crecimiento de los LGN no se desacelerará tan drásticamente como el de los LTO, ya que las relaciones gas-petróleo (GOR) han aumentado en las principales cuencas de esquisto. La producción estadounidense de LGN crece en 860 kb/d entre 2024 y 2030. Datos de Enterprise Products, empresa integrada de oleoductos midstream y una de las mayores empresas de gestión de LGN del mundo, muestran que cada barril de petróleo producido en la Cuenca Pérmica contiene cerca de un 30 % más de LGN y gas natural asociado que en 2022.

Las tendencias de productividad se han reducido en las cuencas LTO clave, 2020-2024



Nota: Las tasas de IP90 normalizadas son las tasas de flujo medianas tomadas durante 90 días y luego divididas por la longitud lateral mediana.  
Fuente: Análisis de la AIE basado en datos de Rystad Energy ShaleWellCube.

Esto se debe en parte a la dinámica de los yacimientos petrolíferos de baja densidad y al cambio en la mezcla relativa de productos a lo largo del tiempo, a las nuevas ubicaciones de perforación —incluidas las expansiones aéreas hacia las zonas más gasíferas de la cuenca—, así como a las estrategias de desarrollo. Existe una mayor actividad de perforación de codesarrollo, donde se desarrollan simultáneamente múltiples zonas geológicas apiladas —o bancos—, lo que lleva a la producción de zonas previamente subeconómicas que podrían ser más gasíferas desde el principio.

Sensibilidades del precio del petróleo de esquisto

Los precios del petróleo utilizados para la modelización de este informe se basan en la curva forward del WTI de NYMEX en el segundo trimestre de 2025, que aumentó de 60 USD/bbl en 2026 a 62 USD/bbl en 2030. Para 2025, los precios se prorratan entre los precios realizados del WTI y la curva forward. Estos precios se descuentan posteriormente a valores reales. Además, algunos

Se han realizado ajustes para tener en cuenta a los operadores de esquisto que se consideran menos

precio sensible debido a supuestos de planificación corporativa, programas de cobertura u otros factores.

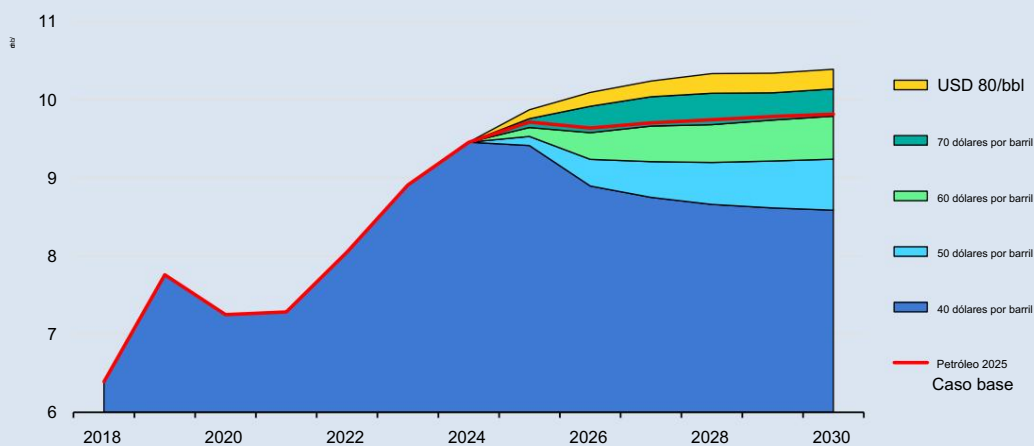
También tenemos en cuenta los cambios observados en la productividad, los costos y los niveles de DUC.

Los ajustes manuales se utilizan con moderación para vincularlos con los datos reales y tener en cuenta elementos como los confinamientos repetidos relacionados con el clima invernal.

Nuestro modelo sugiere que existen aproximadamente entre 4 y 5 plataformas de perforación y entre 2 y 3 diferenciales de fracturación en riesgo por cada dólar de fluctuación sostenida del precio entre USD 45/bbl y USD 70/bbl. A niveles de precios más altos, el comportamiento reciente sugiere que el flujo de caja adicional de las operaciones no se reinvierte al mismo ritmo.

Se espera que el crecimiento del precio de barril a largo plazo (LTO) en el escenario base sea de 360 kb/d y, si bien el aumento sostenido de los precios impulsaría un aumento de la actividad y la producción de barriles adicionales, el techo de producción es inferior al que mostraban análisis previos. Si los precios siguen bajando y se mantienen por debajo del umbral para la perforación de nuevos pozos, se espera que los productores anuncien nuevos recortes de actividad. Se estima que un precio real del WTI sin cambios de USD 80/bbl generaría un crecimiento adicional de 580 kb/d para 2030, mientras que un precio real del WTI sin cambios de USD 40/bbl y sostenido generaría pérdidas de 1,2 mb/d en comparación con el escenario base para 2030.

Producción de LTO de EE. UU. a diferentes niveles de precios reales del WTI, 2018-2030



AIE. CC BY 4.0.

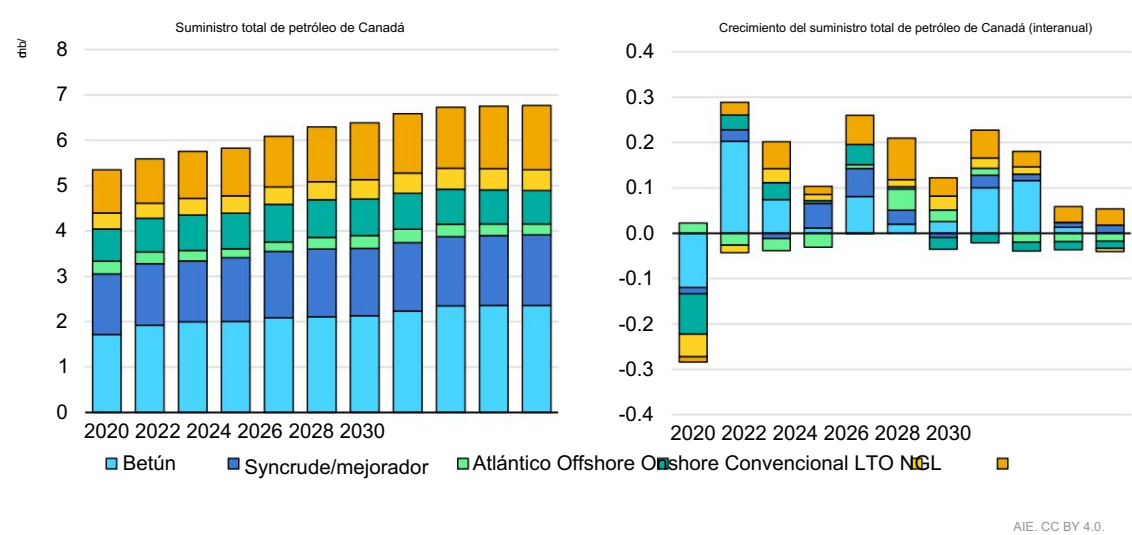
Tras aumentar en 160 kb/d hasta alcanzar los 1,9 mb/d en 2026, se prevé que la producción federal estadounidense en alta mar disminuya a 1,6 mb/d para 2030, 170 kb/d por debajo de los niveles actuales. Tras la puesta en marcha de 280 kb/d de nueva capacidad en 2025, solo se ha autorizado la entrada en funcionamiento de 260 kb/d de capacidad adicional entre 2026 y 2030, incluyendo la Fase 2 de Shenandoah de Beacon Energy, Kaskida de BP y los proyectos de relleno Vito y Sparta de Shell. 400 kb/d adicionales de proyectos pre-FID podrían entrar en funcionamiento para finales de la década si se toman las decisiones de autorización en los próximos dos años.

Dos proyectos en Alaska con una capacidad de 230 kb/d también prevén la primera producción de petróleo durante la segunda mitad de la década. Se espera que el desarrollo Pikka Fase 1, de 80 kb/d, operado por Santos, y el proyecto Willow, de 150 kb/d, de ConocoPhillips, comiencen en 2026 y 2029, respectivamente. La producción de Alaska aumentará un 35%, alcanzando los 580 kb/d, con la puesta en marcha de estos yacimientos.

## Descuentos y descongestionamiento del crudo canadiense

Se prevé que la producción canadiense continúe su trayectoria ascendente durante el periodo de pronóstico, impulsada por el aumento de la producción de betún y LGN. La Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB) representará la mayor parte del crecimiento hasta finales de la década, lo que elevará el total de líquidos a 6,8 mb/d. Del aumento total de 680 kb/d, 270 kb/d corresponderán a betún y 300 kb/d a LGN.

Suministro de petróleo canadiense y variaciones anuales, 2020-2030

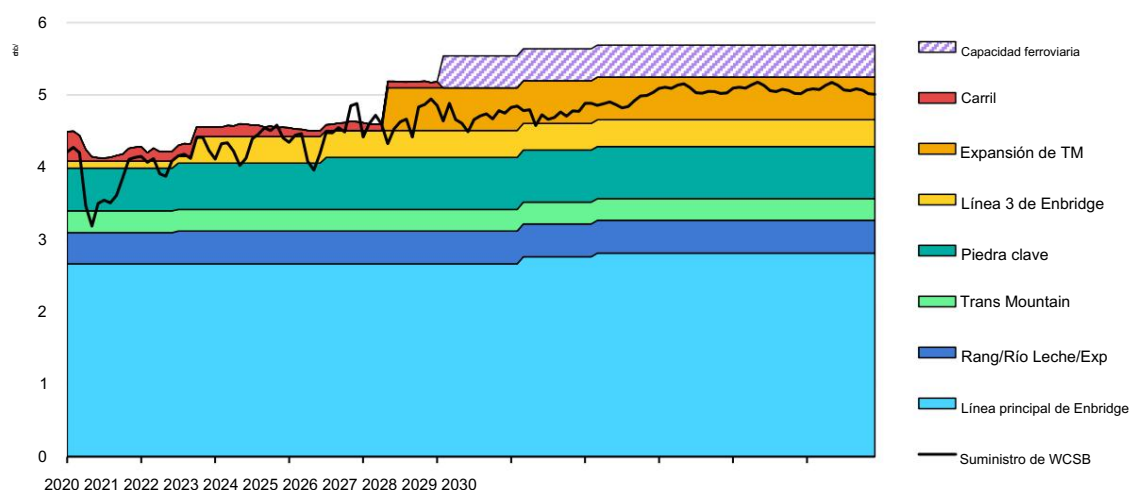


El suministro de betún aumentará a 2,4 mb/d en 2030, impulsado por la optimización y la descongestión de las operaciones en los proyectos de arenas petrolíferas, mientras que los nuevos proyectos de capital y las expansiones son de tamaño y alcance limitados. El crecimiento de los LGN provendrá de los líquidos asociados, a medida que continúen los desarrollos de gas de esquisto y gas de LTO en los yacimientos de Montney, Duvernay y Cardium. La producción total de LGN, incluyendo pentano plus, superará los 1,4 mb/d para 2030, mientras que el gas de LTO aumentará en 80 kb/d, alcanzando los 460 kb/d.

La producción canadiense de gas costa afuera finalizará la década con un aumento de 30 kb/d, alcanzando los 240 kb/d, tras alcanzar un máximo de 300 kb/d en 2027, gracias a la puesta en marcha del proyecto West White Rose de Cenovus, de 50 kb/d. El interés en la exploración es moderado, ya que Equinor, la única empresa que ha perforado recientemente un pozo exploratorio con éxito en la zona, ha suspendido cualquier desarrollo del yacimiento.

La capacidad de extracción del WCSB se amplió en 590 kb/d con la entrada en servicio del oleoducto Trans Mountain Expansion (TMX) en el segundo trimestre de 2024, lo que ofreció cierto alivio a los productores al aumentar las opciones de salida y reducir los diferenciales de precios locales con respecto al WTI. Según datos de Argus Media, el crudo Hardisty Western Canadian Select (WCS) se cotizó con un descuento promedio de USD 12,60/bbl durante los doce meses transcurridos desde la entrada en servicio del TMX, en comparación con los USD 17,20/bbl negativos del año anterior.

Capacidad de extracción de líquidos de la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá, 2020-2030



AIE. CC BY 4.0.

Notas: El suministro de la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB) incluye una proporción de diluyente del 35 % para betún no mejorado y es neto de 550 kb/d de capacidad de refinación no destinada a la exportación. Se asume la capacidad nominal del ducto; no se consideran los cambios en la capacidad disponible debido a mantenimiento u otros factores. Se incluye la fase 1 de optimización de la línea principal de Enbridge.

Fuente: Análisis de la AIE basado en datos del [regulador energético canadiense](#), [Enverus](#) y [declaraciones de la empresa](#).

## La fábrica de FPSO de América Latina muestra signos de desaceleración

La oferta total de petróleo de América Latina (no perteneciente a la OPEP+) aumentará en 1,2 mb/d, hasta alcanzar los 7,6 mb/d en 2030, tras alcanzar un máximo de 7,8 mb/d en 2029. El crecimiento seguirá impulsado por los desarrollos en el presal marino de Brasil, el bloque Stabroek de Guyana y la cuenca neuquina de Argentina. Estos recursos, junto con el bloque 58 de Surinam, compensarán con creces la disminución de los yacimientos maduros de la región. Se podrían producir más barriles si se aprueban nuevos proyectos en Guyana y el presal de Brasil, mientras que en el horizonte se encuentran zonas fronterizas como el Margen Ecuatorial de Brasil o la Cuenca Norte de Argentina.

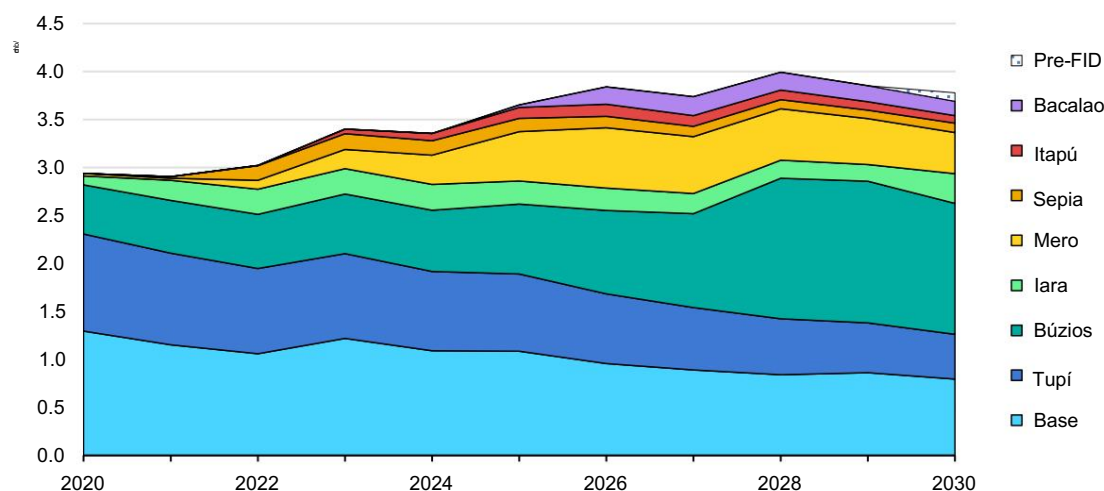
La producción brasileña está en vías de aumentar en 640 kb/d entre 2024 y 2028, cuando alcance los 4,1 mb/d, antes de reducirse a 3,8 mb/d en 2030 si no se inician nuevos proyectos. Se espera que los campos operados por Petrobras contribuyan con la mayor parte de las ganancias, mientras que TotalEnergies, Shell, Equinor, China National Offshore Oil Company (CNOOC) y CNPC también amplían su presencia en la prolífica zona marina brasileña. La Cuenca de Santos, que alberga el 70 % de la producción actual de crudo del país, continuará...

Para liderar la expansión. Sin embargo, los persistentes retrasos en los proyectos, los problemas operativos y la reducción del gasto en mantenimiento podrían poner en riesgo el crecimiento proyectado de Brasil.

El año pasado, problemas operativos y medidas laborales de un organismo regulador afectaron la producción en 300 kb/d, mientras que el plan estratégico actualizado de Petrobras retrasó seis fechas de inicio de operaciones de FPSO. Junto con una reducción en el gasto de mantenimiento debido a la bajada de los precios del petróleo, la producción petrolera brasileña para 2030 se ha reducido en 500 kb/d en comparación con la de Oil 2024.

Esto no implica subestimar el monumental plan de desarrollo de una fábrica de FPSO que se encuentra en pleno desarrollo en Brasil. Los campos de Mero y Búzios desplegarán un total de 15 FPSO para 2028, incluyendo nueve que ya están en servicio. Petrobras planea poner en funcionamiento ocho FPSO de aquí a 2030, incluyendo cinco instalaciones adicionales en Búzios. Una vez completados, los 11 FPSO de Búzios tendrán una capacidad cercana a los 2 mb/d. Solo hay dos proyectos pre-FID que podrían comenzar a producir petróleo para 2030: Bacalhau Fase 2 de 100 kb/d de Equinor y la revitalización de BRC/CRT de 100 kb/d de Petrobras.

### Retrasos y caídas pesan sobre el crecimiento futuro de Brasil, 2020-2030



AIE. CC BY 4.0.

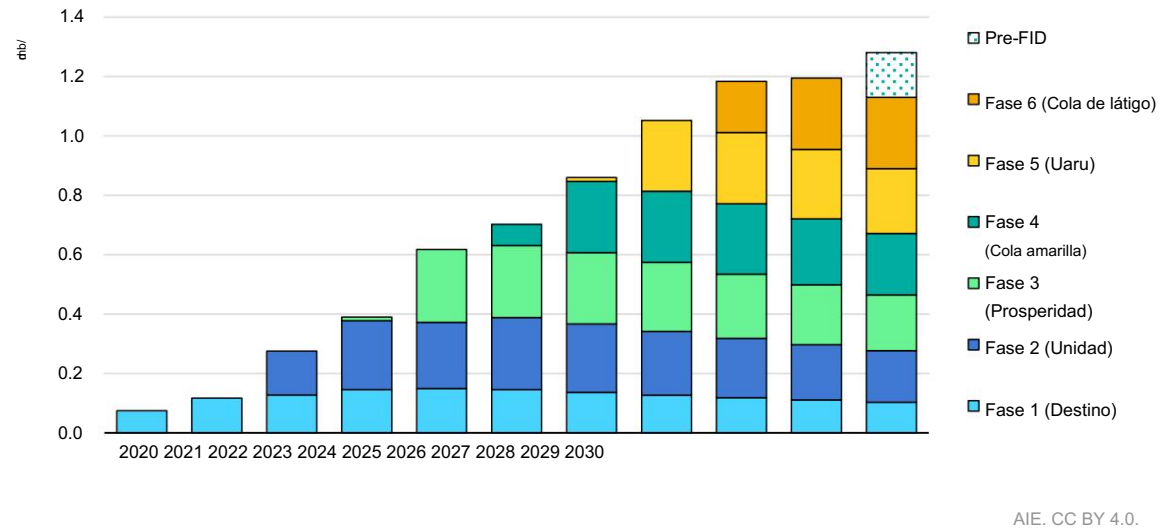
El consorcio liderado por ExxonMobil realizó nuevos descubrimientos en el prolífico Bloque Stabroek de Guyana en 2024. Las estimaciones actuales de recursos recuperables de petróleo equivalente se acercan a los 12 000 millones de barriles y está previsto aprobar una séptima fase de desarrollo a finales de este año. La octava fase se aprobará en 2027.

Con base en la actual cartera de proyectos sancionados, y en ausencia de cronogramas acelerados, la producción debería alcanzar 1,2 mb/d en 2029, el doble de los 600 kb/d de suministro en 2024.

Los primeros barriles de petróleo offshore de Surinam provendrán del desarrollo del Bloque 58, recientemente aprobado por TotalEnergies y APA Corporation. La parcela se encuentra junto al Bloque Stabroek de Guyana y se espera que la FPSO de 220 kb/d produzca los primeros...

petróleo en 2028, lo que elevaría la producción nacional de 20 kb/d en tierra en 2025 a 220 kb/d al final de la década. Otros tres bloques en el país parecen prometedores, pero incluso si los resultados de la exploración arrojaran recursos comerciales, es probable que esos volúmenes solo se materialicen en la segunda mitad de la próxima década.

El crecimiento de Guyana impulsado por el desarrollo gradual del bloque Stabroek, 2020-2030



Se prevé que el suministro de Argentina aumente en 430 kb/d hasta 1,3 mb/d hasta 2030, a medida que su principal yacimiento de esquisto, Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina, avanza con fuerza. Se proyecta que el LTO aumente en 500 kb/d, hasta casi 900 kb/d, mientras que el suministro convencional disminuye a 230 kb/d. La nueva capacidad de extracción, la robusta actividad de perforación y fracturación hidráulica, así como las reformas económicas, respaldan el crecimiento del LTO en Argentina.

El 14 de abril de 2025, el presidente Javier Milei eliminó la mayoría de los controles de capital y divisas, aliviando la preocupación de las empresas internacionales de que sus ganancias quedaran atrapadas en Argentina. Esto continúa la senda de las reformas sectoriales, junto con la ley del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), aprobada [el otoño pasado](#).

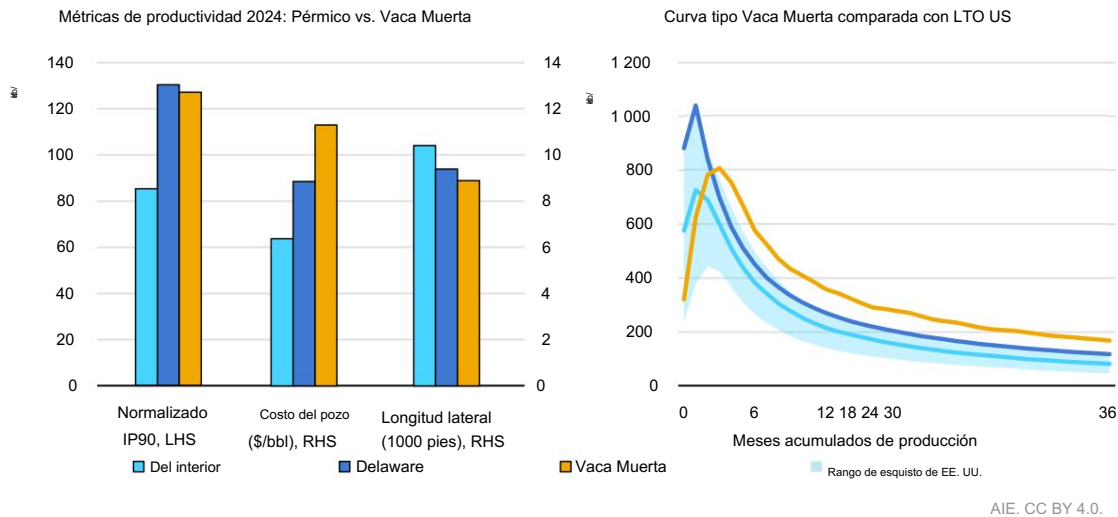
que brindará 30 años de estabilidad jurídica y regulatoria además de exenciones fiscales y de exportación para proyectos mayores a USD 1.000 millones.

Se está construyendo capacidad de extracción adicional y se espera que la primera fase del oleoducto Vaca Muerta Sur de 440 km entre en servicio a fines de 2026. El oleoducto de 700 kb/d transportará barriles de petróleo crudo a granel (LTO) para su exportación a Punta Colorada, en el estado de Río Negro. La primera fase tendrá una capacidad de 180 kb/d. El año siguiente, el proyecto se ampliará a 550 kb/d, con la meta de alcanzar su capacidad máxima en 2028.

Las reformas y la construcción del oleoducto contribuyen a liberar la producción de Vaca Muerta. El yacimiento cuenta con yacimientos no convencionales de alta calidad que también se benefician de una década de reducción de riesgos y aprendizajes operativos de Norteamérica. De hecho, la producción petrolera promedio inicial normalizada de 90 días (IP90) compite con la subcuenca de Delaware.

Dentro del Pérmico, supera a la subcuenca Midland. Si bien las longitudes laterales siguen siendo menores que en el Pérmico, existe una ventaja en la reducción de costos de pozos.

La productividad de los pozos LTO de Argentina compete con la del Pérmico, los costos tienen margen para caer



Notas: En el gráfico de la izquierda, los valores corresponden al pozo mediano. En el gráfico de la derecha, las curvas de tipo promedio corresponden al período 2022-Programa de perforación 2024. Incluye solo petróleo y cuencas clave de EE. UU. (Pérmico, Eagle Ford, Bakken y DJ-Niobrara). Se incluyen datos reales y pronósticos.

Fuente: Análisis de la AIE de datos de Rystad ShaleWellCube.

En contraste, se prevé una disminución de la oferta en el resto de Latinoamérica debido a la falta de inversión y nuevos proyectos. Perú, que actualmente produce 120 kb/d de crudo y LGN, anunció planes para impulsar la inversión en exploración y producción (upstream) durante los próximos cinco años. Esto ya ha comenzado a mitigar las pérdidas, pero la hoja de ruta para aumentar los volúmenes aún no está clara.

Ecuador y Colombia han visto una reducción en los niveles de inversión en petróleo y gas en los últimos años, ya que sus gobiernos han priorizado el desarrollo de energías limpias. En Ecuador, la aprobación de un referéndum en 2023 para cerrar el campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT) de 60 kb/d se ha reducido para prohibir nuevas actividades, pero permitir la producción de los pozos existentes. Más recientemente, el optimismo sobre la renovación de la inversión privada se debilitó cuando Sinopec incumplió el plazo para adquirir el derecho a...

Operar el campo Sacha de 80 kb/d. Este informe pronostica que la producción disminuirá en 110 kb/d, hasta alcanzar los 370 kb/d, para 2030.

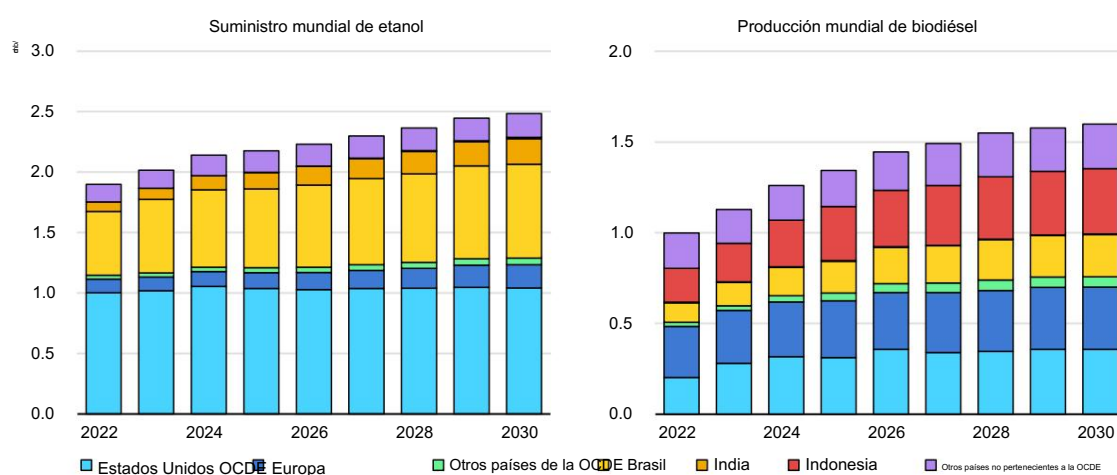
Tras las elecciones de 2022, el gobierno colombiano suspendió la concesión de nuevas licencias de exploración de petróleo y gas y prohibió por completo la fracturación hidráulica (fracking) en yacimientos de petróleo y gas de esquisto. Si bien los yacimientos petrolíferos maduros han experimentado mejoras en las operaciones de mantenimiento, lo que ha reducido las tasas de declive subyacentes, se prevé que la producción disminuya de 790 kb/d en 2024 a 630 kb/d al final de la década.

## El crecimiento de los biocombustibles impulsado por los países en desarrollo y emergentes

Se prevé un crecimiento global de los biocombustibles de 680 kb/d, repartido equitativamente entre etanol y biodiésel, entre 2024 y 2030. Brasil e India lideran el crecimiento de la producción de etanol, con 140 kb/d y 100 kb/d, respectivamente, y representan el 70 % del aumento total.

El aumento de la producción de biodiésel está más disperso geográficamente, y se prevé que Indonesia y Brasil aporten las mayores cantidades, con 100 kb/d y 80 kb/d, respectivamente, hasta finales de la década. Estados Unidos aportará 40 kb/d adicionales y Canadá, 20 kb/d.

### Suministro mundial de biocombustibles, dividido entre etanol y biodiésel, 2022-2030



AIE. CC BY 4.0.

Notas: La producción de biodiésel incluye diésel renovable y otros combustibles destilados como el biojet y el combustible para calefacción renovable.

El crecimiento brasileño, que representa una cuarta parte del crecimiento mundial, se produce tras el programa "Combustible del Futuro", que busca aumentar el suministro nacional de biocombustibles y desarrollar un marco regulatorio para los combustibles de aviación sostenibles (SAF), el biometano y la biorrefinación. La decisión de aumentar los requisitos de mezcla de gasolina del 27,5 % al 30 % podría tomarse el 1 de julio de 2025 en la próxima reunión del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE). El gobierno planea aumentar gradualmente la mezcla de biodiésel anualmente, con el objetivo de alcanzar el 20 % para 2030.

## El petróleo del Mar del Norte en el foco regulatorio y político

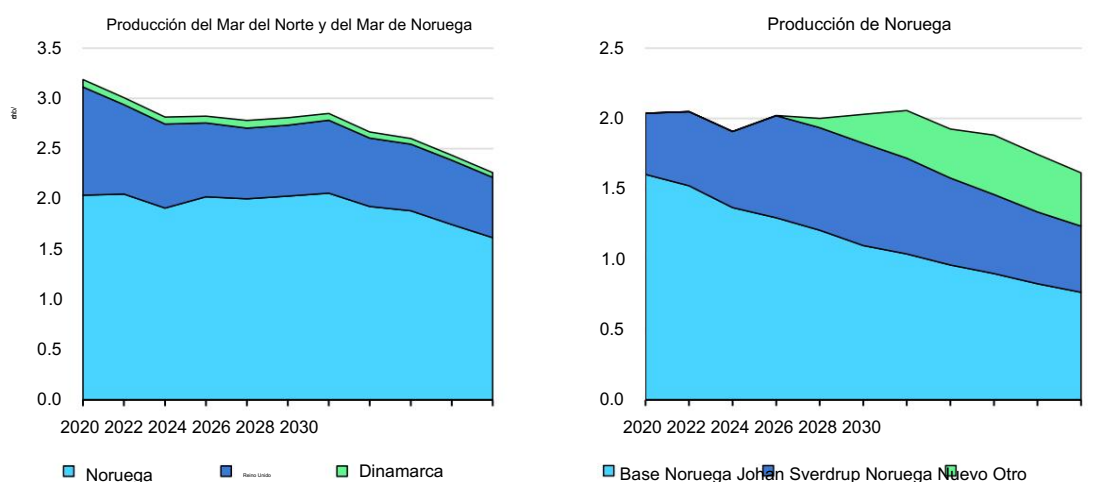
Las ambiciones de cero emisiones netas, así como la presión social sobre los gobiernos, las principales instituciones financieras y las aseguradoras, están configurando el perfil de producción del Mar del Norte. Los activos regionales ya están experimentando un cambio estructural a medida que las escisiones corporativas de capital privado y empresas conjuntas transforman el entorno operativo. La situación es divergente entre el Reino Unido y Noruega, ya que el primero continúa...

operar en modo de cosecha, mientras que este último ha visto más aprobaciones de proyectos y desarrollos de campo en los últimos años.

Se espera que la caída de la producción del Reino Unido, que ya lleva cinco años, se detenga en 2025 en 710 kb/d antes de continuar su tendencia a la baja durante nuestro período de pronóstico.

El proyecto Seagull de Neptune, programado para 2023, la reciente remodelación de Penguins de Shell y el proyecto Clair Ridge de BP frenaron las caídas de producción el año pasado y se espera que mantengan la oferta también este año. Sin embargo, estos proyectos, junto con la puesta en marcha de Rosebank de Equinor, programada para 2028 (retrasada un año debido a la sentencia judicial que exige más tiempo para evaluar su impacto climático), no son suficientes para compensar años de escasa inversión. A pesar de algunos otros proyectos menores, se prevé que la producción alcance su mínimo en 50 años, de 600 kb/d, para 2030.

### Las inversiones noruegas retrasan el declive del Mar del Norte (2020-2030)



Se espera que la producción de petróleo crudo de Noruega promedie 2,1 mb/d este año y el próximo, impulsada por el gran proyecto Johan Sverdrup y el yacimiento Johan Castberg, recientemente puesto en marcha. Si bien una sentencia judicial de 2024 invalidó tres licencias de yacimiento, los productores avanzan con la confianza de que los recursos legales no obstaculizarán la producción. Noruega cuenta con importantes recursos restantes, una infraestructura robusta y una baja intensidad de carbono para la producción de petróleo. Sin embargo, sin la aprobación de nuevos proyectos, la producción caerá a 1,6 mb/d para finales de la década.

### Los barriles chinos sostienen la decaída región de Asia Pacífico

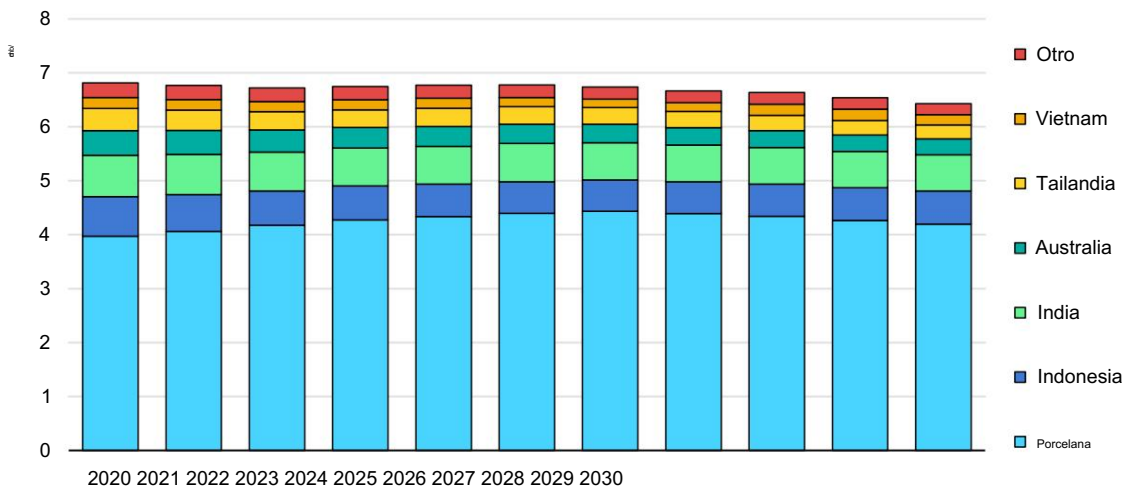
El suministro de petróleo de Asia Pacífico no perteneciente a la OPEP+ ha caído en 650 kb/d durante la última década y está a punto de caer en otros 340 kb/d a 6,4 mb/d para 2030. Si bien la región ha luchado con el envejecimiento de los yacimientos petrolíferos, las estructuras de propiedad cambiantes y

Las inversiones se orientan cada vez más hacia el gas natural y están surgiendo señales de cambio con importantes reformas en marcha en Indonesia y la India.

China ha sido la excepción, gracias a las altas tasas de reinversión, los éxitos de exploración y un firme mandato gubernamental para aumentar la producción. Las tres petroleras estatales chinas — Sinopec, CNPC y CNOOC— han incrementado sus inversiones para frenar los declives, elevando la producción en 500 kb/d desde el mínimo de 2018 de 3,8 mb/d a 4,3 mb/d en 2024. Los recientes y sucesivos Planes Quinquenales del gobierno chino han establecido ambiciosos objetivos energéticos y climáticos que priorizan la seguridad energética y el desarrollo de combustibles fósiles. El XV Plan Quinquenal, que abarca el período 2026-2030, busca mantener la producción anual de petróleo por encima de los 4 mb/d.

De hecho, en este informe se observa que la continuación de los proyectos offshore y de las perforaciones de relleno y delineación onshore impulsará el suministro total de petróleo a una meseta de tres años de 4,4 mb/d, antes de finalizar la década en 4,2 mb/d.

El suministro de petróleo de los países asiáticos no pertenecientes a la OPEP+ disminuye a lo largo de la década (2020-2030).



AIE. CC BY 4.0.

Notas: El gráfico incluye la producción total de petróleo (crudo, condensados, LGN y no convencionales) de países de Asia, tanto de la OCDE como de otros países que no pertenecen a la OPEP+. Otros países incluyen Bangladesh, Timor Oriental, Mongolia, Myanmar, Nepal, Nueva Zelanda, Japón, Corea e Israel. , Pakistán, Papua Nueva Guinea y Filipinas.

Se prevé que el suministro australiano disminuya de 370 kb/d a 300 kb/d en 2030, debido a la disminución de la cuenca de Carnarvon. El proyecto Dorado de 80 kb/d de Santos era la fuente más prometedora de nueva producción para Australia; sin embargo, la compañía pospuso recientemente el proyecto hasta que se completara una evaluación más exhaustiva de los recursos de la cuenca de Bedout.

<sup>1</sup> Los datos estadísticos de Israel son proporcionados por las autoridades israelíes competentes y bajo su responsabilidad. El uso de estos datos por parte de la OCDE se entiende sin perjuicio de la situación de los Altos del Golán, Jerusalén Oriental y los asentamientos israelíes en Cisjordania según el derecho internacional.

Se espera que la producción petrolera de Indonesia , actualmente en 590 kb/d, aumente ligeramente hasta 620 kb/d para finales de la década. Esto se produce tras una serie de reformas fiscales, que incluyen el aumento de la participación en los ingresos de los productores al 75-95%, en comparación con el esquema anterior, en el que los operadores podían, en ocasiones, no recibir ingresos. Estas reformas, así como la aceleración de los plazos para los pozos de exploración y la optimización de la recuperación mejorada de petróleo (EOR), junto con los nuevos compromisos de Petronas, Eni y PetroChina, respaldan el crecimiento de la producción con potencial de crecimiento a mediano plazo, según las previsiones de este informe .

India también reformó sus condiciones fiscales y celebró su décima ronda de la Política de Licencias de Superficie Abierta (OALP X). Las nuevas condiciones fiscales buscan modernizar el marco regulatorio upstream, garantizando mayor estabilidad y previsibilidad. Se eliminó el impuesto a las ganancias extraordinarias y se introdujeron incentivos fiscales para la producción temprana, a la vez que se amplió la ley para incluir el petróleo ligero de lutitas y el gas de esquisto en el marco regulatorio.

Las nuevas alianzas entre empresas estatales indias y compañías occidentales han impulsado el reciente optimismo del sector. Por ejemplo, Oil India Ltd. firmó acuerdos con Petrobras y TotalEnergies, y la estatal Oil and Natural Gas Corporation Ltd. (ONGC) acordó utilizar una filial de BP para servicios técnicos. Se prevé que la producción india disminuya ligeramente en 30 000 barriles diarios, hasta alcanzar los 670 000 barriles diarios, para finales de la década.

El suministro de petróleo de Qatar aumentó 40 kb/d el año pasado, alcanzando los 1,8 mb/d. Se prevé que la producción aumente en 610 kb/d entre 2024 y 2030, principalmente gracias a los condensados asociados producidos en los cuatro nuevos trenes de GNL de Qatargas en North Field East (NFE) y los dos nuevos trenes en la expansión de GNL de North Field South (NFS). Se prevé que los seis nuevos trenes de GNL pongan en funcionamiento un total de 370 kb/d de condensado y LGN asociados adicionales, comenzando con los dos primeros trenes de NFE a mediados de 2026. Se espera que la producción de crudo de Qatar aumente ligeramente a 650 kb/d para 2030, desde los aproximadamente 620 kb/d actuales, debido principalmente a las obras para elevar la producción del yacimiento Al Shaheen de North Oil Company, una empresa conjunta entre TotalEnergies y QatarEnergy.

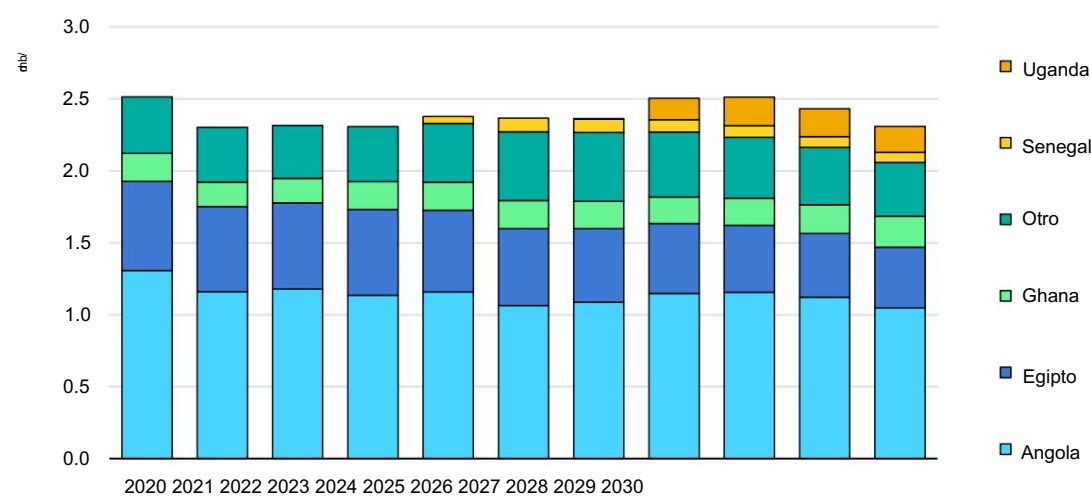
## Desarrollo cauteloso en África

El suministro de África no perteneciente a la OPEP+ se encuentra en una encrucijada entre la disponibilidad de recursos y el riesgo geopolítico. En Níger, el oleoducto recientemente construido para exportar producción adicional ha sido objeto de ataques terroristas y arrestos transfronterizos de altos funcionarios. Esto resulta en una baja eficiencia operativa. El partido gobernante de Namibia ha propuesto cambios sectoriales, pero existe ambigüedad respecto a su aplicación retroactiva a los contratos existentes. Mientras tanto, Angola ha impulsado reformas contractuales para aumentar la inversión, lo que se espera que impulse la oferta durante la década. Senegal y Costa de Marfil ofrecen regímenes estables mientras las empresas debaten la aprobación de más proyectos en sus aguas.

En general, se prevé que la producción de los países africanos no pertenecientes a la OPEP+ se mantenga relativamente estable, con una caída de 70 kb/d, de 2,4 kb/d en 2024 a 2,3 kb/d en 2030. A pesar de la entrada en funcionamiento de más de 600 kb/d de nueva capacidad, principalmente repartidas entre Angola y Uganda, la disminución de los yacimientos sigue contrarrestando los esfuerzos de los productores por aumentar la producción. Los 580 kb/d de capacidad aún no autorizada podrían generar suministros adicionales, lo que ofrece cierto potencial de crecimiento.

La producción petrolera angoleña ha estado disminuyendo durante casi una década, mientras el país lidia con yacimientos maduros e infraestructura obsoleta. Tras abandonar la OPEP en 2024, las reformas fiscales han atraído nuevas inversiones de diferentes grandes empresas. De hecho, entre 2019 y 2024, se añadieron 180 kb/d de nueva capacidad al país, mientras que se prevé que 250 kb/d de nueva capacidad autorizada entren en funcionamiento hasta 2030 y otros 100 kb/d están a la espera de la aprobación de la FID. Sin embargo, como uno de los mayores productores offshore de África, estos compromisos son apenas suficientes para compensar las disminuciones en los yacimientos existentes a lo largo de la década. Se prevé que la producción aumente en 100 kb/d hasta 2028, antes de volver a la producción actual de 1,1 mb/d en 2030.

La producción total de petróleo de África no perteneciente a la OPEP+ se mantiene estable a mediano plazo (2020-2030)



AIE. CC BY 4.0.

Notas: El gráfico incluye la producción total de petróleo (crudo, condensados, LGN y no convencionales) de países no miembros de la OPEP+. Otros países incluyen Camerún, Chad, Costa de Marfil, República Democrática del Congo, Mauritania, Mozambique, Níger, Sudáfrica y Túnez.

La Cuenca Naranja de Namibia ha sucumbido a las realidades geológicas durante el último año, ya que algunos pozos de exploración recientes no han dado resultados. La incertidumbre se agravó en el naciente sector petrolero y gasífero del país después de que la recién elegida presidenta Netumbo Nandi-Ndaitwah pusiera la industria bajo su jurisdicción, aparentemente para agilizar y acelerar el proceso de permisos y desarrollo.

El partido gobernante también ha propuesto aumentar la participación estatal en todos los desarrollos. Dos descubrimientos prometedores, Venus, liderado por TotalEnergies, y Mopane, liderado por Galp, se encuentran en diferentes fases de desarrollo, con TotalEnergies

Está previsto que se inicie la FID el próximo año, mientras que Galp sigue buscando socios y trabajando en un plan de desarrollo. Si ambos proyectos se desarrollan, combinados podrían producir entre 250 y 400 kb/d a mediados de la década de 2030.

En otras partes de África Occidental, los volúmenes senegaleses disminuyen, ya que Woodside espera adquirir FID en la Fase 2 de Sangomar tras la puesta en marcha del FPSO de 100 kb/d en Sangomar el año pasado. Asimismo, el suministro de Níger disminuye con respecto a los niveles actuales sin trabajos sostenidos de perforación de relleno y delineación en la Cuenca del Rift de Agadem. Ghana, por otro lado, observa un aumento continuo de 20 kb/d en la producción, ya que los programas de perforación allí respaldan los campos marinos. El éxito de Eni en Costa de Marfil ha revitalizado el sector de petróleo y gas del país, lo que se traduce en un récord previsto de producción en 2025. La compañía busca adquirir FID en la Fase 3 de Baleine este año o el próximo, lo que añadiría 100 kb/d, pero no está incluido en nuestro pronóstico. Otros factores de impulso a largo plazo provienen de su potencial descubrimiento de Calao de mil millones de barriles, aún en fase de evaluación.

Se prevé que Uganda reciba su primera producción de petróleo a finales de 2026 de los dos proyectos del Lago Alberto, aprobados por TotalEnergies y CNOOC en 2021 y 2022, respectivamente. Estos proyectos se han visto empañados por problemas de financiación y controversias ambientales, ya que el crudo viajará a través de un oleoducto calentado de 1440 km hasta la costa para su exportación. En conjunto, los yacimientos Tilenga y Kingfisher tienen una capacidad de 200 kb/d.

# Refinación y comercio

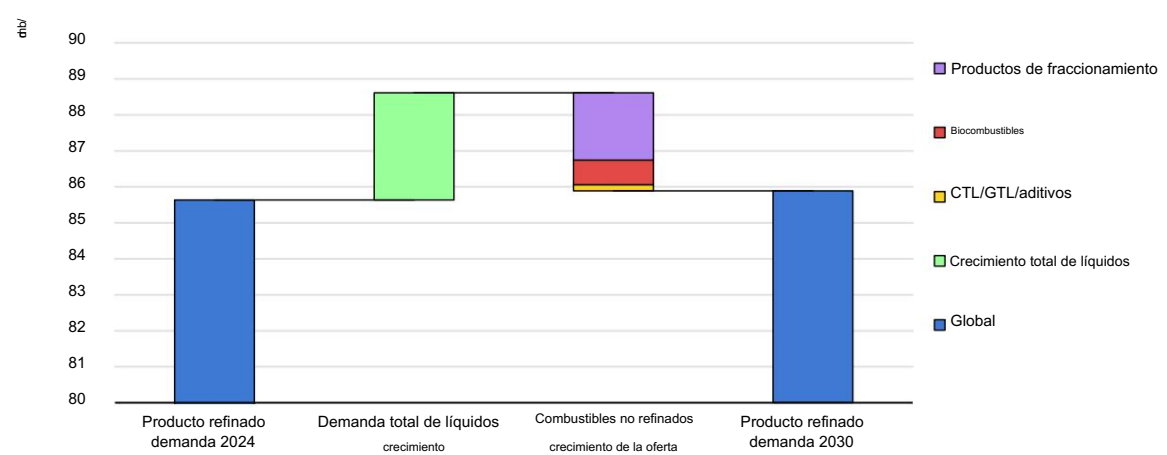
## Resumen global

### Se avecinan desafíos crecientes para el refinado

La industria de refinación se verá cada vez más afectada por el crecimiento de la demanda mundial de petróleo, sustentada casi exclusivamente por materias primas petroquímicas producidas a partir de productos no refinados, como los líquidos de gas natural (LGN). El limitado crecimiento de la demanda de productos refinados estará liderado por el combustible para aviones y la nafta, mientras que la gasolina y el diésel registrarán descensos absolutos. Esto contrasta marcadamente con los continuos y fuertes aumentos en el suministro de biocombustibles y LGN, lo que relega el papel de las refinerías a un segundo plano para satisfacer la demanda de materias primas petroquímicas.

Para las refinerías, esto implica una marcada divergencia con respecto a la tendencia a largo plazo de aumento de la demanda de combustible para el transporte, que ha sustentado la estrategia de inversión y la rentabilidad de la industria durante gran parte de los últimos 50 años. Adaptarse a estas dinámicas cambiantes de oferta y demanda presenta varios problemas para la industria, pero muchas refinerías ya están navegando con destreza por los cambios. Nuestra previsión para 2024-30 pone claramente de manifiesto estas tendencias emergentes.

Crecimiento de la demanda de productos refinados, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Notas: CTL = conversión de carbón a líquidos y GTL = conversión de gas a líquidos. La demanda de productos refinados no incluye CTL/GTL, LGN, aditivos ni biocombustibles, y el uso directo del crudo.

Se proyecta que la demanda de productos refinados alcance su máximo en 2027, con 86,3 mb/d, solo 710 mb/d por encima de los niveles de 2024. A partir de entonces, se acelerarán los descensos de la gasolina y el diésel.

El consumo compensó con creces el crecimiento de la nafta y el combustible para aviones. Los aumentos simultáneos de LGN y biocombustibles ejercen mayor presión sobre la demanda de productos refinados, reduciéndola a 85,9 mb/d para 2030, con una ganancia neta acumulada de tan solo 250 mb/d durante el período de pronóstico.

Demanda de petróleo y demanda de productos refinados (mb/d), 2024-2030

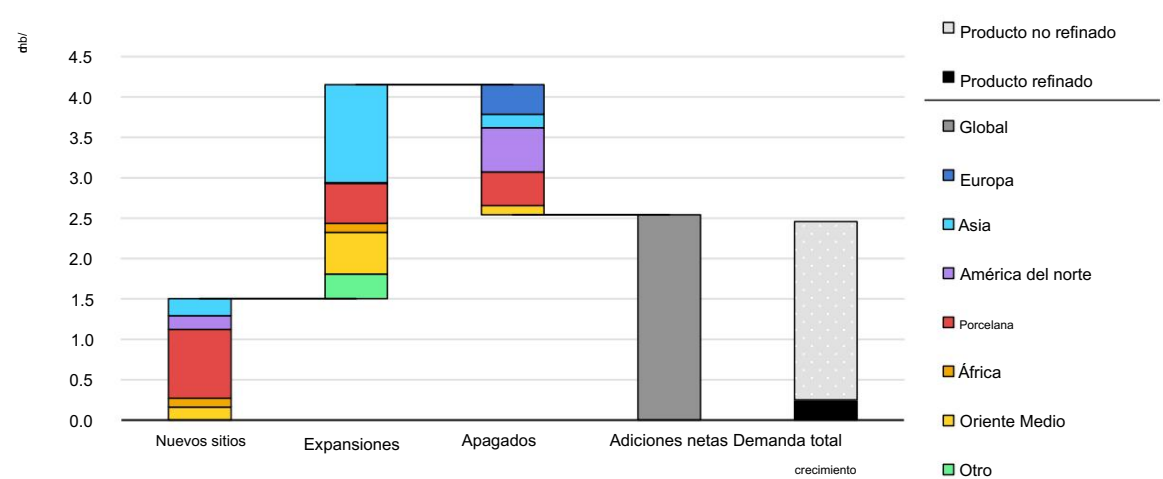
|                                         | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2024-30<br>crecimiento |
|-----------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------------|
| Demanda total de líquidos               | 103.0 | 103.8 | 104.5 | 105.1 | 105.4 | 105.6 | 105.5 | 2.5                    |
| Biocombustibles                         | 3.4   | 3.5   | 3.7   | 3.8   | 3.9   | 4.0   | 4.1   | 0.7                    |
| Demanda total de petróleo               | 99.6  | 100.3 | 100.8 | 101.4 | 101.5 | 101.5 | 101.4 | 1.8                    |
| CTL/GTL*/aditivos                       | 0.8   | 0.8   | 0.8   | 0.9   | 0.9   | 0.9   | 0.9   | 0.2                    |
| Uso directo del petróleo crudo          | 1.0   | 1.0   | 0.9   | 0.8   | 0.7   | 0.6   | 0.5   | -0.5                   |
| Demanda total de productos petrolíferos | 97.9  | 98.4  | 99.1  | 99.7  | 99.9  | 100.1 | 100.0 | 2.1                    |
| Productos de fraccionamiento**          | 12.2  | 12.6  | 12.9  | 13.4  | 13.7  | 13.9  | 14.1  | 1.9                    |
| Demanda de productos refinados          | 85.6  | 85.8  | 86.2  | 86.3  | 86.2  | 86.1  | 85.9  | 0.3                    |
| Cuota de mercado de las refinerías      | 83,1% | 82,7% | 82,5% | 82,1% | 81,8% | 81,6% | 81,4% | -1,7%                  |

Notas: \*CTL = conversión de carbón a líquidos y GTL = conversión de gas a líquidos. \*\*Etano, GLP y pentanos plus, excluyendo el uso estimado de diluyentes en América del Norte.

A pesar de las débiles proyecciones de demanda, se prevé una nueva capacidad de refinación de 4,2 mb/d para 2030, parcialmente compensada por 1,6 mb/d de cierres. El crecimiento neto de la capacidad, impulsado por Asia —especialmente China e India—, superará la demanda, superando los cierres en Europa y Estados Unidos. Para restablecer el equilibrio, las tasas de utilización deben disminuir o los cierres deben acelerarse hasta niveles históricos. Ambos factores transformarán la industria mundial de la refinación, con reducciones dictadas por la competitividad de las refinerías.

Las regiones de alto costo como Europa y la Costa Oeste de Estados Unidos son las más propensas a sufrir más recortes.

Expansión y cierres de refinerías y crecimiento de la demanda, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

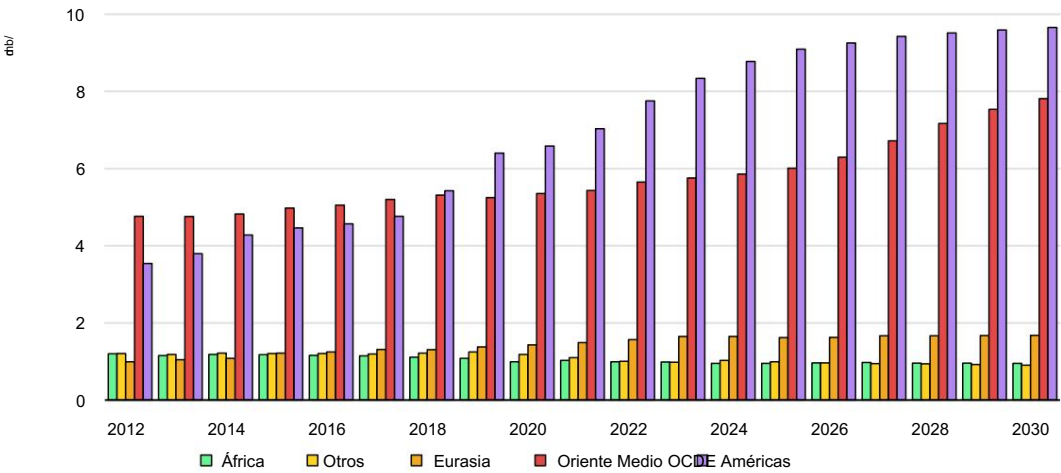
Nota: Demanda de productos refinados neta de CTL/GTL, aditivos, biocombustibles, LGN y uso directo de crudo.

La revolución del esquisto ha revolucionado los mercados del crudo y la refinación

El espectacular aumento de la producción de petróleo de esquisto y LGN en Estados Unidos ha sido la característica definitoria de los mercados de crudo y refinación desde la Crisis Financiera Global (CFG) de 2008. La incorporación de casi 10 mb/d de petróleo ligero de esquisto (LTO) en los últimos 15 años ha reconfigurado los flujos globales de crudo y ha obligado a los estados miembros de la OPEP a restringir la oferta para sostener los precios del crudo. En consecuencia, la competencia del petróleo de esquisto ha limitado la disponibilidad de crudos pesados y ácidos de Oriente Medio, comprimiendo así los diferenciales de mejoramiento. Este cambio ha proporcionado a las refinerías relativamente poco sofisticadas un recurso vital de crudo barato y bajo en azufre que produce una alta proporción de destilados ligeros y medios, y mezclas para la producción de fueloil con muy bajo contenido de azufre (VLSFO). Para 2030, se prevé que el crecimiento de la producción de petróleo de esquisto estadounidense se ralentice, y se espera que el aumento de la producción canadiense, brasileña y guyanesa incline el barril marginal hacia la tendencia a largo plazo de los crudos medios dulces o ácidos.

Sin embargo, el creciente suministro de LGN, principalmente de Estados Unidos, ha marginado el papel de las refinerías a la hora de satisfacer la demanda de materias primas petroquímicas. Antes de la revolución del esquisto, la nafta suministrada por las refinerías era la fuente dominante y representaba el 57% de toda la materia prima petroquímica en 2010. Para 2024, esta participación había caído al 45%, y el consumo de nafta ex refinería se mantuvo prácticamente sin cambios en términos absolutos en los últimos 15 años, a pesar del sólido crecimiento de la producción petroquímica. Se pronostica que el crecimiento de los LGN se mantendrá fuerte hasta 2030, sumando 1,9 mb/d, divididos equitativamente entre América del Norte y Medio Oriente.

Suministro regional de fraccionamiento de LGN, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Volúmenes de fraccionamiento de NGL netos de los requisitos de mezcla ascendente.

En general, las perspectivas para la industria de refinación para el período 2025-30 se mantienen prácticamente sin cambios con respecto al Informe del año pasado. Esto se debe, en parte, a una mayor producción de LGN.

Tanto para el crecimiento base como para el futuro, a pesar de haber aumentado nuestra estimación de la proporción utilizada como diluyente upstream. A pesar de que el crecimiento proyectado de la demanda de gasolina ha mejorado, el pronóstico de diésel es ahora sustancialmente menor.

Dado que se prevé que las tasas promedio de utilización de las refinerías disminuyan en los próximos años, [la inversión](#) La desaceleración de la nueva capacidad de refinación parece razonable.

Aún no se sabe con certeza qué refinerías se verán más afectadas, pero las operaciones de alto costo en centros con demanda en declive aún parecen ser las más vulnerables. Si a esto se suma el cambio en la composición del consumo, ya que el creciente uso de nafta contrasta con la contracción del consumo de gasolina para 2030, es probable que la carga del ajuste recaiga principalmente sobre las refinerías de craqueo catalítico fluido (FCC).

## Refinar la rentabilidad: saludable, pero con desafíos por delante

La rentabilidad del refino, aunque menor que hace un año, parece haberse estabilizado por encima de las condiciones de mitad de ciclo de la segunda mitad de la década pasada. Factores tanto estructurales como cíclicos contribuyen a este entorno de margen positivo.

La industria del refino es y seguirá siendo altamente competitiva. Las refinerías se benefician de importantes economías de escala, pero generalmente tienen acceso a tecnologías y procesos estandarizados. Las barreras de entrada siguen siendo altas debido a los elevados requisitos de inversión de capital para nuevas refinerías y los largos plazos de ejecución de los proyectos. Esto se complica aún más por las estrictas regulaciones ambientales y de planificación que obstaculizan las ampliaciones en muchas economías desarrolladas y refuerzan el dominio de los operadores establecidos. La ventaja competitiva puede mantenerse mediante el desarrollo de tecnologías propias o la obtención de licencias de proveedores de tecnología de procesamiento (y posibles competidores) a cambio de una tarifa.

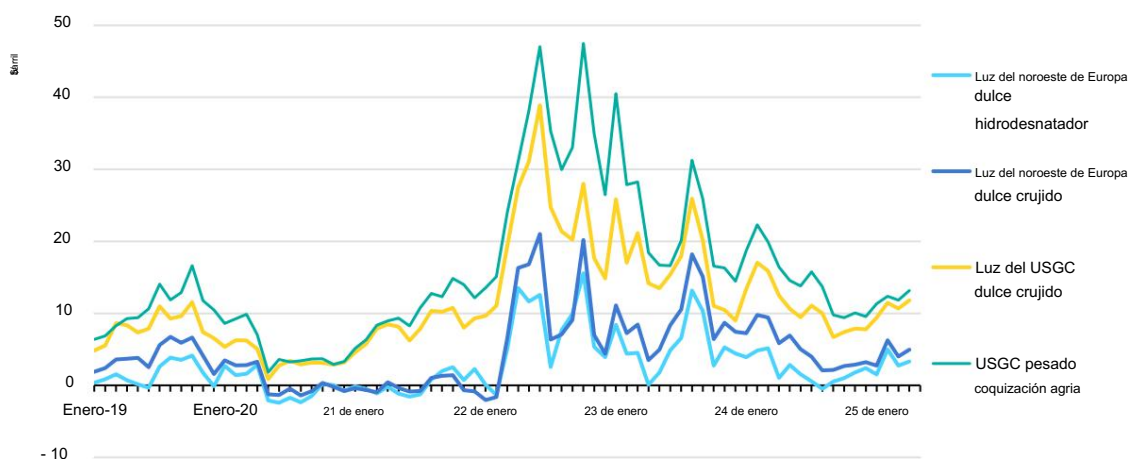
Sin embargo, las refinerías suelen ver un incentivo para aumentar las operaciones cuando hay disponibilidad de crudo adicional. La disparidad entre el incentivo individual para operar un barril adicional de crudo con descuento y las implicaciones para los márgenes del mercado en general casi siempre resulta en que los suministros de crudo baratos o con descuento minen los márgenes de toda la industria con el tiempo.

Históricamente, las refinerías más complejas han obtenido mayores márgenes que las plantas menos sofisticadas al procesar crudos pesados o ácidos más económicos o materias primas de productos sin terminar, y convertir un mayor porcentaje en productos premium como gasolina, combustible para aviones y diésel, en lugar de productos de menor valor o sin terminar, como el fueloil. De igual manera, las refinerías de la Costa del Golfo de EE. UU. (USGC) o de Oriente Medio, con acceso a crudo, materias primas o energía con ventajas de costo, se han beneficiado en comparación con zonas de mayor costo, como el Mar del Norte o Asia.

Desde principios de la década, el grupo de 22 países de la OPEP+ parece haber adoptado una política de producción destinada a ajustar los mercados del crudo para apoyar las aspiraciones de precios e ingresos de sus miembros. Una táctica para lograrlo ha sido...

Los miembros de la OPEP+ centrarán su suministro en Asia, en lugar de la Cuenca Atlántica, ya que las exportaciones de crudo de Oriente Medio a Estados Unidos caerán en 2024 a su mínimo en 40 años, con tan solo 530 kb/d. Las importaciones de crudo de la OCDE en Europa desde Oriente Medio muestran una tendencia similar. Esto ha reducido la competencia entre los crudos pesados y agrios canadienses, como el Western Canada Select (WCS), y los de Oriente Medio, y ha restringido el suministro de crudo pesado a la Cuenca del Golfo de Estados Unidos.

#### Márgenes de refinería de EE. UU. y Europa, 2019-2025



Fuente: Análisis de la IEA basado en precios de Argus Media Group, Todos los derechos reservados.

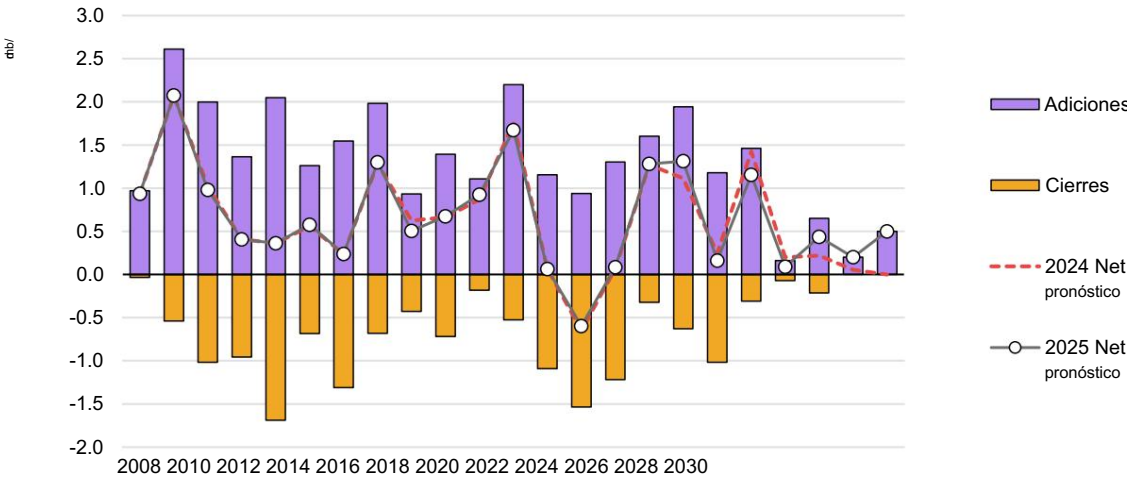
Ante la escasez de crudo pesado y agrio en los mercados, las refinerías han tenido que elegir entre tres estrategias para optimizar las tasas de procesamiento. Una opción podría ser... pagar los suministros al contado, manteniendo así la prima por los barriles inmediatos. Otra estrategia podría ser reducir los inventarios de crudo, lo que desde una perspectiva de flujo de caja puede ser preferible, pero en realidad aumenta la estrechez del mercado del crudo. Por último, si el entorno de márgenes fuera desfavorable, las refinerías podrían reducir su producción. Vistas a través de la lente de la teoría de juegos de múltiples períodos, estas decisiones transmiten una cruda rigidez o debilidad del mercado al mercado de productos.

Por lo tanto, la contango del mercado de crudo respaldaría la contango del mercado de productos donde existen fuentes limitadas de suministro competitivo. De manera similar, la ampliación de la estructura del mercado de crudo contango se filtraría a los mercados de productos. En consecuencia, la restricción de la producción de la OPEP+ en lo que va de la década ha sido fundamental para respaldar el nivel general de ganancias de las refinerías. Sin embargo, al mismo tiempo, esta restricción ha limitado el margen incremental disponible para la refinación compleja en comparación con el procesamiento de crudo ligero dulce en plantas menos sofisticadas. Además, en los últimos meses, los miembros de la OPEP+ han cambiado de estrategia para flexibilizar su política de producción y acelerar la reversión de los recortes voluntarios de producción. Esto aumenta el riesgo de un mercado de crudo con sobreoferta que podría traducirse en márgenes más bajos si las refinerías no pueden resistir la tentación de impulsar las operaciones con petróleo más barato.

Es necesaria una racionalización de la capacidad de las refinerías, pero ¿quién dará el primer paso?

El limitado crecimiento de la demanda mundial de combustibles refinados y el continuo aumento de la capacidad de refinación en todo el mundo plantean la pregunta de dónde provendrán más cierres. El cierre de capacidad en los últimos años, mientras la industria obtenía ganancias récord, era difícil de justificar. Sin embargo, si los márgenes se deterioran con respecto a los niveles actuales, los participantes de la industria aún podrían ver el incentivo para recortar la capacidad. Las evaluaciones de este informe solo incluyen los cierres anunciados y, por lo tanto, subestiman el nivel de racionalización necesario antes de... 2030.

Variación anual de la capacidad mundial de destilación de crudo, 2008-2030



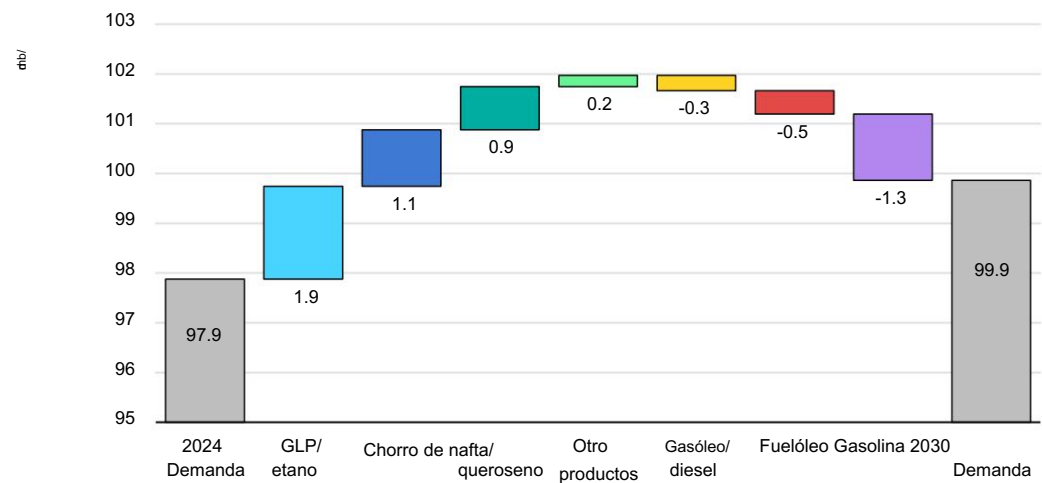
AIE. CC BY 4.0.

Las paradas de mantenimiento planificadas son costosas y, si el entorno de márgenes no es atractivo o la disminución de la demanda regional impulsa los requisitos de exportación, los operadores podrían considerar la venta o el cierre de un activo. Además, si las paradas implican gastos de capital adicionales para cumplir con límites de emisiones más estrictos, mejoras de eficiencia energética o requisitos de procesamiento de combustibles bajos en carbono que, individual o colectivamente, generan un valor presente neto negativo para dicho gasto, las refinerías pueden optar por aplazar el trabajo, vender el activo o cesar las operaciones. Si bien la venta de refinerías en funcionamiento sigue siendo la opción preferida para muchos propietarios, encontrar posibles compradores se está convirtiendo en un desafío cada vez mayor. Excluyendo las adquisiciones estratégicas de participaciones minoritarias por parte de las compañías petroleras nacionales (NOC) de Oriente Medio en varias refinerías asiáticas de escala mundial, a menudo vinculadas a acuerdos de suministro de crudo a largo plazo, las NOC extranjeras se han mostrado cada vez más reticentes a comprometerse. Con el sector de refinación independiente también en un modo de recolección de activos en las economías desarrolladas, las casas comercializadoras de materias primas se han convertido en los candidatos más obvios. Además, la legislación que mantiene a los propietarios anteriores y actuales responsables de los costos futuros de remediación del sitio, por ejemplo, en California, también podría influir en la decisión.

Adaptación a las tendencias cambiantes de la demanda: el auge de las cadenas de valor petroquímicas

El mayor reto que enfrenta la industria de refinación es cómo adaptarse a la dinámica cambiante de la demanda y al sólido y continuo crecimiento de la producción de LGN. Las refinerías han optimizado su producción con el tiempo para adaptarse a los patrones de demanda regional, según las señales de precios. Sin embargo, las tendencias detalladas en este informe obligarán a muchas refinerías a reevaluar su configuración y operaciones actuales. Es posible que las refinerías necesiten señales de precios que incentiven su ajuste.

Demanda de productos petrolíferos por categoría principal de productos, 2024-2030



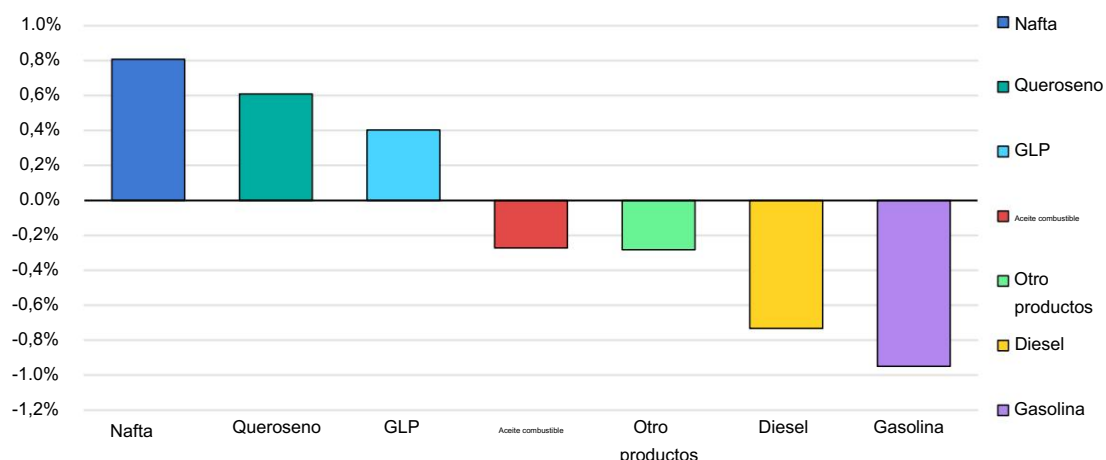
AIE. CC BY 4.0.

Notas: La demanda es neta de los volúmenes de CTL/GTL y la oferta de biocombustibles. La demanda incluye los volúmenes abastecidos por el suministro de LGN. La demanda de otros productos excluye el petróleo crudo utilizado en la generación de energía.

La fijación de precios de mercado incentiva la maximización de productos de alto valor o relativamente escasos, como la gasolina o el combustible para aviones, a la vez que penaliza los productos de menor calidad o aquellos en excedente, como la nafta y el fueloil. Estas diferencias de precios impulsan la inversión en la mejora de la capacidad. Por lo tanto, la perspectiva de una disminución de la demanda de productos de alto valor como la gasolina y el aumento de la demanda de productos de menor valor presenta un problema aparentemente insoluble para la industria. Las refinerías también se enfrentan a...

tendencias cambiantes de la demanda en el mercado de destilados medios hasta 2030, con una caída en el uso de diésel, acentuada por un aumento de 300 kb/d en los suministros de diésel renovable y biodiésel. Esto contrasta marcadamente con el continuo crecimiento del combustible para aviones. En teoría, las refinerías pueden ajustar los puntos de corte de destilación de crudo para variar la producción entre productos. Sin embargo, estos cambios solo podrían ser posibles durante las paradas de mantenimiento importantes planificadas que se realizan cada cuatro a seis años.

Variaciones proyectadas en puntos porcentuales del rendimiento de las refinerías mundiales, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Además, aumentar la producción de combustible para aviones podría requerir mayor capacidad de hidrotratamiento, lo que implicaría una mayor inversión de capital. De igual manera, podría ser posible aumentar la producción de queroseno en las unidades de mejoramiento por hidrocrackeo, sujeto a restricciones similares.

Por último, las estrictas especificaciones de calidad del combustible para aviones pueden limitar el volumen disponible. El incentivo económico para convertir el diésel en combustible para aviones varía según la región, siendo las refinerías europeas las que actualmente obtienen el mayor beneficio.

El desafío que enfrentan las refinerías en el mercado de destilados ligeros es más complejo. El dilema radica en cómo los participantes del mercado fijarán el precio de la creciente demanda de nafta de menor valor y la contracción de la demanda de gasolina de mayor valor.

Además, dado el aumento de la oferta de nafta derivada de LGN, las refinerías no necesariamente fijan el precio de este producto. Además, la gasolina y la nafta son parcialmente fungibles, dado que la producción de gasolina suele depender de la mezcla de al menos seis componentes (incluida la nafta) para obtener una mezcla final o una mezcla de stock.

Por último, no toda la nafta es apta para su uso como materia prima petroquímica. La nafta parafínica, más ligera, se suele utilizar como materia prima para la fabricación de olefinas, como el etileno. Sin embargo, también puede procesarse en unidades de isomerización para producir...

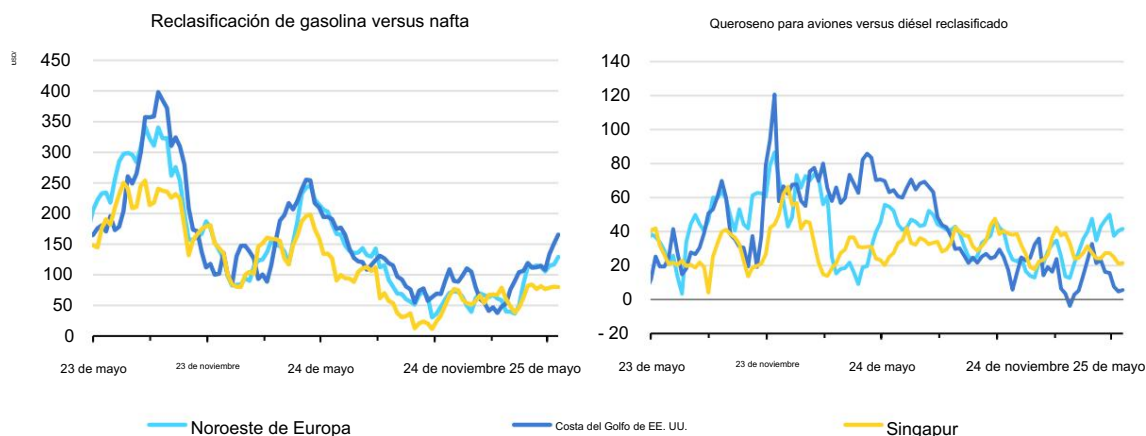
Un componente de mezcla de gasolina. Por el contrario, la nafta aromática pesada puede reformarse para producir un componente de mezcla de gasolina de alto octanaje, aunque este contenga sustancias aromáticas. Incentivar a las refinerías a reducir la producción de gasolina y aumentar la de nafta requiere un ajuste sustancial de las señales de precios actuales.

En realidad, los precios de los productos deberían disuadir a las refinerías de transformar la nafta de bajo valor en gasolina de mayor valor, algo que actualmente no está sucediendo.

La inversión en las refinerías de FCC existentes en Europa y Estados Unidos para impulsar la producción de materias primas petroquímicas de menor valor inherente parece poco probable.

¿Parece factible la perspectiva de cerrar unidades de FCC o de hidrocrackeo, dada la baja rentabilidad de las refinerías de hidrodesnatado?

#### Evolución de los precios de los productos regionales, mayo de 2023-mayo de 2025



Fuente: Análisis de la IEA basado en precios de Argus Media Group, Todos los derechos reservados.

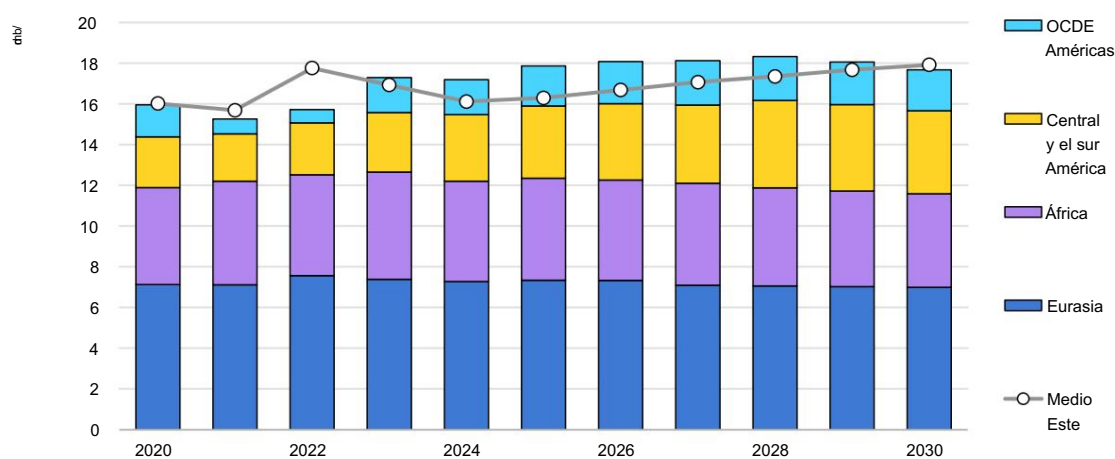
Sin embargo, los nuevos proyectos de refinación en China, India y Oriente Medio se centran en aumentar la producción de materias primas petroquímicas a expensas de los combustibles para el transporte. Además, dado que las refinerías europeas y estadounidenses más pequeñas y de costos relativamente altos podrían verse inevitablemente obligadas a cerrar, se espera que una proporción cada vez mayor de crudo se procese en refinerías diseñadas específicamente para maximizar el rendimiento de las materias primas petroquímicas, comúnmente conocidas como centros integrados de refinación y petroquímica de crudo a productos químicos (CTC). Si bien la rentabilidad de las refinerías CTC independientes será inferior a la de una refinería de combustibles de tamaño comparable, los menores márgenes obtenidos en la operación de refinación se verán, en teoría, más que compensados por la integración con grandes unidades petroquímicas aguas abajo. Hay varios ejemplos de estas refinerías planificados o en construcción en China y hemos ajustado nuestras previsiones de rendimiento de las refinerías en consecuencia.

#### Comercio mundial de crudo y productos refinados

El comercio mundial de crudo seguirá estando dominado por Oriente Medio, con exportaciones de la región que aumentarán de 16,1 mb/d en 2024 a 17,9 mb/d para 2030. Esto equivale a las exportaciones combinadas de América, África y Eurasia. Una mayor producción de crudo en América impulsará barriles adicionales de la Cuenca Atlántica hacia mercados al este de Suez con escasez de crudo. Las exportaciones de crudo de Brasil y Guyana se dirigirán cada vez más hacia el este, ya que 800 mb/d de suministros adicionales impulsarán las exportaciones de crudo de América Central y del Sur a 4 mb/d para 2030. Esto se debe al aumento de las exportaciones de América del Norte a Asia en los últimos años, primero de crudo a largo plazo estadounidense y, más recientemente, de crudos pesados canadienses tras la expansión de la...

Gasoducto de Expansión Transmontana (TMX). Centros de importación de la Cuenca Atlántica, por ejemplo Europa y la Costa del Golfo de Estados Unidos competirán por el suministro de crudo en el corto plazo, antes de que una demanda local más débil frene la actividad de las refinerías.

### Flujos regionales de exportación de crudo, 2020-2030



AIE. CC BY 4.0.

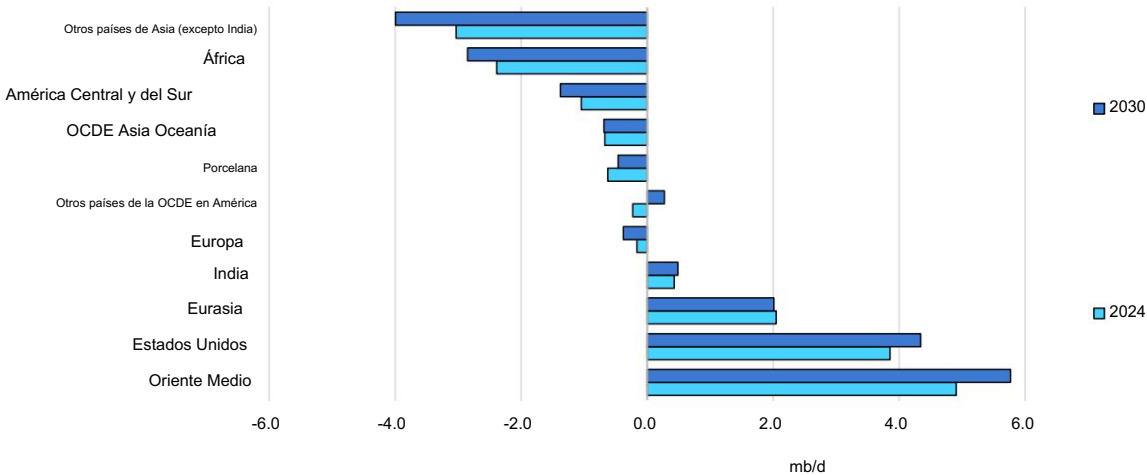
Nota: Los flujos de exportación de crudo son netos de flujos intrarregionales.

Se prevé que Oriente Medio lidere el aumento de las exportaciones regionales de productos durante el resto de la década, impulsado por mayores volúmenes de GLP, nafta y fueloil. En parte, esto refleja la expansión del gas natural licuado (GNL) de Qatar y el aumento de la producción de gas no convencional de Arabia Saudita. Además, prevemos que las refinerías de Oriente Medio impulsarán la producción de combustible para aviones en detrimento del diésel, en línea con la tendencia mundial. El aumento de las exportaciones de fueloil se ve impulsado por la transición de la región hacia el gas natural en el sector energético.

En términos más generales, varios países que han impulsado gran parte de la reciente y rápida expansión de las exportaciones de productos experimentarán un progreso limitado. En India, el aumento de la demanda interna limita el crecimiento de las exportaciones, mientras que en Estados Unidos, la caída de la demanda de crudo reduce el excedente de producción. Se estima que las exportaciones chinas de productos refinados se mantendrán cerca de los niveles actuales de 40 Mt anuales. Sin embargo, esto podría verse afectado por el esfuerzo del país por reducir las emisiones de carbono, o, por el contrario, verse impulsado si el gobierno cede a la presión de la industria refinadora para impulsar la actividad económica.

Se prevé que el combustible para aviones enfrente las condiciones de suministro más restrictivas durante el resto de la década. El continuo crecimiento de la demanda de combustible para aviones requerirá que las refinerías aumenten su producción ante el estancamiento o la caída de la producción de crudo. Los centros regionales de exportación, como Oriente Medio, Eurasia e India, experimentarán una fuerte demanda de regiones con necesidades continuas de importación, como Europa, África y Latinoamérica.

Comercio regional de productos, 2024-2030

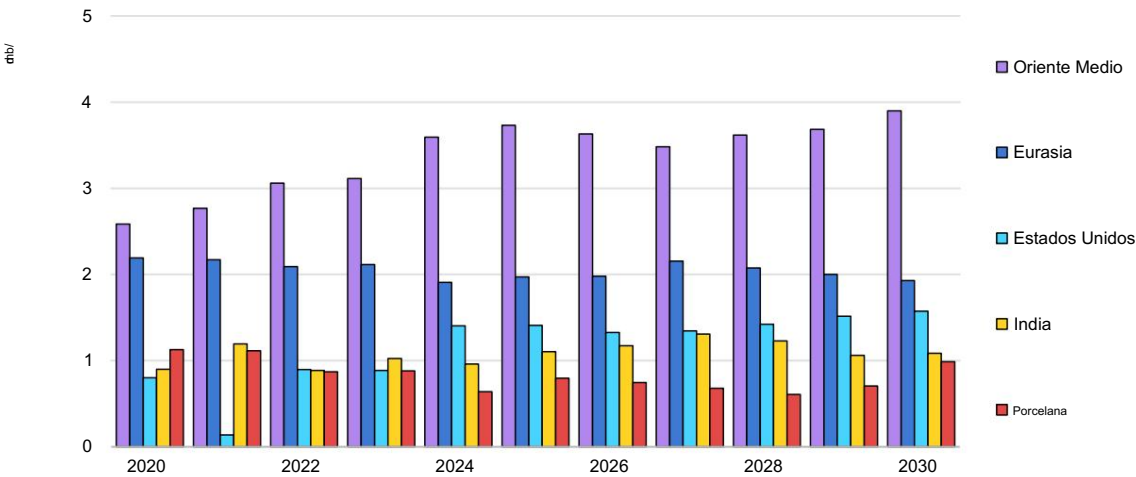


AIE. CC BY 4.0.

Nota: El comercio de productos regionales incluye LGN.

El suministro adicional de combustible para aviones se obtendrá efectivamente del mercado del diésel, cuya demanda disminuye, a pesar de que regiones con una dependencia a largo plazo de las importaciones, como Latinoamérica y África, seguirán necesitando atraer suministros. Por el contrario, las importaciones europeas de diésel disminuirán a medida que disminuya la demanda de diésel y a pesar del menor procesamiento de crudo en las refinerías. Dependiendo de la velocidad y la magnitud del ajuste de las refinerías europeas, las crecientes necesidades de importación de combustible para aviones de la región podrían igualar o incluso superar sus necesidades de importación de diésel para finales de la década.

Principales exportadores de productos refinados, 2020-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Las exportaciones de productos refinados excluyen LGN y biocombustibles.

El comercio de gasolina en la Cuenca Atlántica verá cómo las importaciones latinoamericanas sostenidas superan las necesidades de importación de América del Norte. Las exportaciones europeas de gasolina se estabilizarán a corto plazo, antes de aumentar hacia finales de la década, a medida que la demanda regional comience a disminuir. Las importaciones africanas de gasolina deberían disminuir a medida que aumente la demanda regional de crudo a corto plazo, pero se espera que el continente experimente un aumento en las importaciones de productos a partir de 2026, ya que la sólida demanda, una vez más, supera el crecimiento del procesamiento de crudo.

### ¿Cómo pueden las refinerías afrontar los desafíos que se avecinan?

La capacidad global de las unidades de destilación de crudo (UDC) ha crecido en 13,5 mb/d desde 2006, impulsada principalmente por China (+8,4 mb/d), Oriente Medio (+4,6 mb/d) e India (+2,7 mb/d), mientras que en los países de la OCDE la disminución fue de 5,4 mb/d. Esta variación regional pone de relieve la brecha entre los países de la OCDE y los que no pertenecen a ella, donde los mercados, los márgenes y los incentivos macroeconómicos difieren para las refinerías. Se prevé que las disparidades regionales persistan hasta 2030, ya que la capacidad continúa contrayéndose en la OCDE (-730 kb/d), pero se expande en 3,3 mb/d en el resto del mundo, liderada por China (+870 kb/d) e India (+960 kb/d).

Los impulsores del crecimiento a largo plazo están cambiando. La demanda de gasolina (neta de biocombustibles) ya está cerca de su pico mundial este año. La demanda de la OCDE alcanzó su punto máximo la década pasada, arrastrada por la contracción de la demanda de la OCDE Asia Oceanía y la OCDE Américas desde 2016-17, mientras que se prevé que la OCDE Europa se estabilice hasta 2027 y luego disminuya. De manera similar, la demanda china de gasolina está cayendo ahora desde sus máximos posteriores a la COVID-19. La demanda de diésel en las tres regiones de la OCDE y China, que representa más del 50% del total mundial, también se está contrayendo. Por el contrario, la demanda de combustible para aviones seguirá creciendo hasta el final de la década. Ante esta perspectiva cambiante de la demanda, variables clave como el coste de la energía, la accesibilidad de la materia prima, especificaciones de producto más estrictas, regulaciones ambientales, soluciones de movilidad alternativas y la combinación energética tanto en el transporte como en la generación de energía definirán el futuro de las refinerías.

A corto plazo, para sobrevivir en un mercado competitivo con exceso de capacidad, las refinerías individuales y la industria en general tendrán que reevaluar continuamente Estrategias de inversión para mantener un margen saludable. Una refinería puede adaptarse a medio plazo de muchas maneras, pero no todas son económicamente viables, dependiendo de la región y el mercado. Por ejemplo, las paradas de mantenimiento mayor (TAR) se realizan cada cuatro a seis años y son esenciales para extender la vida útil de la refinería. Las TAR se planifican con años de antelación, y la dirección de la refinería prioriza áreas de inversión críticas como reparaciones, nuevas especificaciones de productos y la renovación o modernización de unidades. Para operar, una refinería necesita la aprobación del gobierno. Por consiguiente, una parte de la inversión suele destinarse a mejorar la seguridad ambiental y reducir las emisiones. En la Unión Europea, las refinerías deben garantizar que las normas de seguridad cumplan con la Directiva Seveso 3 (alto riesgo).

Las obligaciones de seguridad de las industrias) y la legislación ambiental. Un TAR cuesta un mínimo de 50 millones de dólares y, con frecuencia, varios cientos de millones de dólares.

El hecho de que las refinerías recuperen el rendimiento de esta inversión antes del próximo TAR es un importante desafío presupuestario.

### Centrarse en la eficiencia, la eficacia y la eficiencia

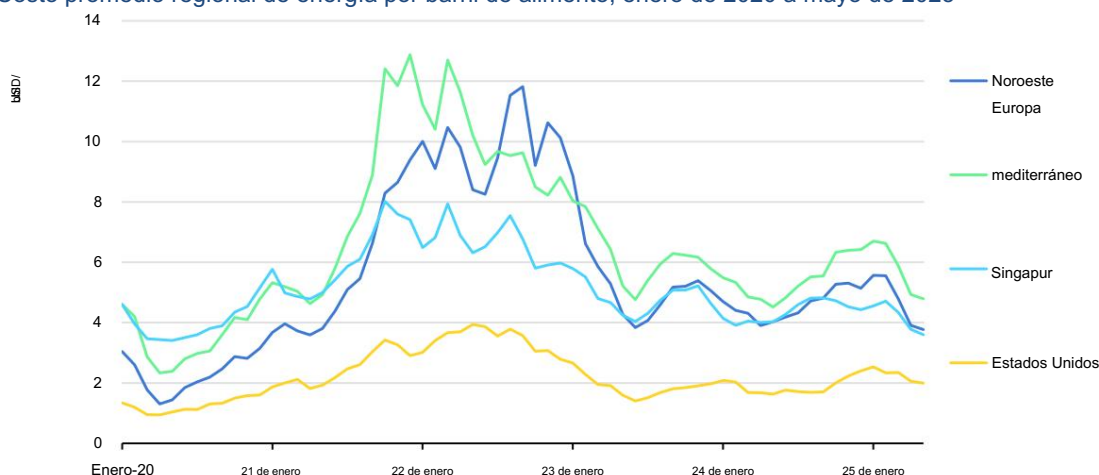
Las mejoras en la eficiencia energética siguen siendo una fuente clave de ganancias de optimización.

Los costos de energía representan alrededor del 30-50% de los gastos operativos totales.

Las disparidades en los costos energéticos y la accesibilidad afectan la configuración de las refinerías en cada región. El aumento repentino del precio del gas natural en Europa en 2022 tras la invasión rusa de Ucrania elevó el costo promedio de la energía a un promedio de USD 9,90/bbl en el noroeste de Europa (NOE), en comparación con USD 3,50/bbl en Estados Unidos.

En consecuencia, las refinerías asiáticas de la UE y la OCDE han invertido en eficiencia energética y consolidado sus activos existentes, sustituyendo calderas de fueloil por calderas de gas natural, y han trabajado para reducir la intensidad energética a nivel de unidad. Durante las últimas dos décadas, la evaluación comparativa ha sido un ejercicio esencial para mejorar la eficiencia de los procesos.

Costo promedio regional de energía por barril de alimento, enero de 2020 a mayo de 2025



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Los cálculos consideran gas natural, GLP, etano, fueloil, electricidad, calor importado, consumo de coque de petróleo y créditos de CO2 según se especifica en la metodología de márgenes de refinación de la AIE.

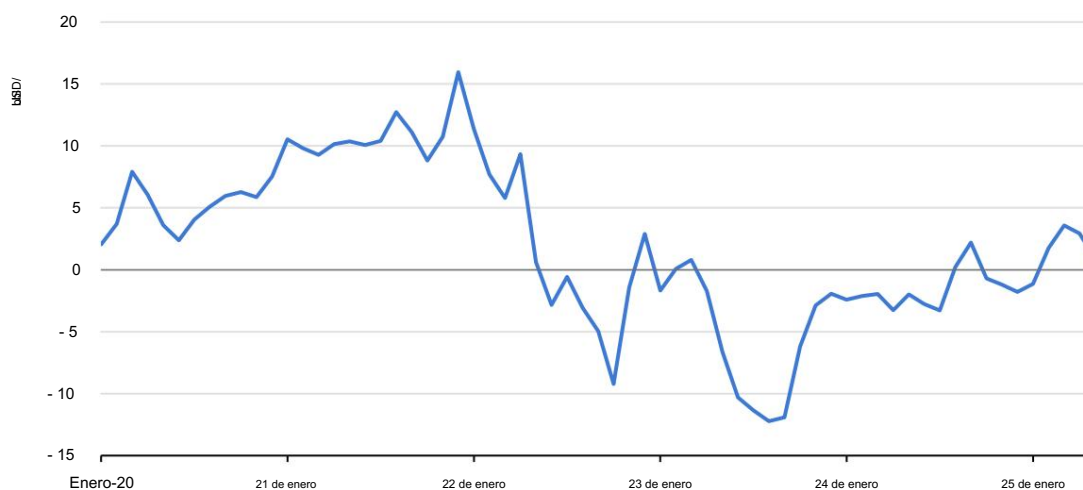
### Cómo las refinerías europeas pueden aumentar la producción petroquímica

Adaptarse al cambio en las tendencias de la demanda global requerirá que las refinerías modifiquen rápidamente los rendimientos de producción, que se han mantenido en gran medida durante décadas. Una estrategia adoptada por las refinerías consiste en modificar las operaciones y la producción del FCC. El FCC se utiliza para convertir los cortes pesados de destilación —normalmente gasóleo de vacío, pero también residuos atmosféricos— en gasolina, gasóleo, gases y propileno más ligeros y de mayor valor. La unidad es clave para aumentar el margen general de una refinería y es fundamental para los flujos internos de la planta. Un FCC puede cambiar de su configuración "convencional" que...

Maximiza la producción de gasolina (o gasóleo en el caso de los mercados europeos) con una configuración de alta severidad que incrementa la producción de materias primas petroquímicas. Este modo de operación requiere temperaturas más altas y catalizadores diferentes para triplicar la producción de propileno. Sin embargo, este cambio operativo incrementa los costos energéticos y genera más coque en el catalizador y, por lo tanto, más emisiones de CO<sub>2</sub>.

Si las refinerías del noroeste de Europa se enfrentaran a una situación como la de China (es decir, una mayor demanda de materias primas petroquímicas, un menor consumo de gasolina y la consideración de los créditos de carbono), ¿sería más ventajoso hoy aumentar la producción de propileno a expensas de la gasolina? Durante los últimos cinco años, el cambio a un modo de operación de propileno-max habría generado típicamente un promedio de USD 2/bbl de materia prima, pero en ocasiones durante ese período (en particular después de la invasión rusa de Ucrania) habría costado a una refinería hasta USD 12/bbl de materia prima. También es una cuestión de escala. En promedio, las refinerías europeas tienen una capacidad de FCC equivalente al 20% de la capacidad de destilación instalada. En consecuencia, el cambio del 10% en el rendimiento de la producción de FCC a propileno solo equivaldría a un cambio del 2% en los rendimientos generales.

Elevación del margen de FCC de alta severidad en el noroeste de Europa, enero de 2020-mayo de 2025



Nota: Aumento de margen para configuración de alta severidad en comparación con configuración convencional para FCC NWE en USD/bbl de alimento procesado.

Fuente: Análisis de la IEA basado en precios de Argus Media Group, Todos los derechos reservados.

Sin embargo, esta optimización podría ofrecer un alivio a corto plazo a las refinerías si la demanda de propileno de grado de refinería es suficiente para absorber la producción adicional. A largo plazo, a medida que la demanda europea de gasolina comience a disminuir y considerando que el mercado actual de propileno de la UE ya es extenso, el futuro de las centrales de combustible líquido (FCC) en Europa podría estar en peligro, con la probabilidad de nuevos cierres.

## Adaptación a la disminución de la demanda regional

Como alternativa, las mismas materias primas que alimentan los FCC pueden utilizarse en una unidad de hidrocrackeo (HCK) para producir rendimientos mucho mayores de destilados medios, como diésel y queroseno. En comparación con las unidades de FCC, que se mejoran mediante un proceso de rechazo de carbono, las unidades de HCK hidrogenan y craquean la materia prima para producir una mayor proporción de destilados medios de mejor calidad que las FCC. Sin embargo, la demanda de diésel en los países de Europa de la OCDE y Estados Unidos disminuirá en 560 kb/d y 180 kb/d, respectivamente, para 2030, lo que subraya la necesidad de que las refinerías adapten sus unidades de HCK.

Cambiar el catalizador y la intensidad de la operación, así como la hidrogenación, para aumentar la producción de queroseno sigue siendo una opción, siempre que se cumplan las estrictas especificaciones de calidad del combustible para aviones. Sin embargo, aunque prevemos que Europa seguirá siendo un importador neto de diésel, estas soluciones no estarán a la altura de la rápida contracción de la demanda prevista para finales de la década. En consecuencia, no todas las refinerías europeas podrán operar sus unidades de hidrocrackeo de forma rentable.

Dado que una refinería es una cadena de unidades de procesamiento estrechamente interconectada, cualquier cambio en una de ellas afecta inevitablemente la producción total. Por ejemplo, tanto las refinerías de carbón como las de carbón de combustible líquido (FCC) producen isobutano y butileno, que sirven como materias primas para la unidad de alquilación, que produce un componente de mezcla de gasolina (alquilato) de baja aromática, baja volatilidad y alto octanaje. Este componente de alta calidad es crucial para cumplir con las estrictas especificaciones de calidad actuales. Por lo tanto, cualquier reducción en la capacidad o el rendimiento puede limitar la disponibilidad de materia prima para la unidad de alquilación, lo que podría complicar la mezcla de gasolina.

A pesar de los esfuerzos de las refinerías por mantenerse competitivas y viables, la presión sobre sus operaciones en Europa, la región Asia-Oceanía de la OCDE y, más recientemente, Estados Unidos aumenta. En el período 2024-26, el cierre acumulado de refinerías en estas regiones asciende a 1,3 mb/d. En nuestras previsiones, solo incluimos los cierres anunciados, pero las menores tasas de procesamiento regional en este informe reflejan el riesgo de que se produzcan nuevos cierres. El reciente estudio de la Asociación Europea de Fabricantes de Combustibles (CONCAWE) sobre [«La evolución potencial de la producción de refino y combustibles líquidos en Europa»](#) sugiere que es posible una reducción de 2,1 mb/d de la capacidad de CDU en Europa para 2030.

El coprocesamiento de biocombustibles se está expandiendo

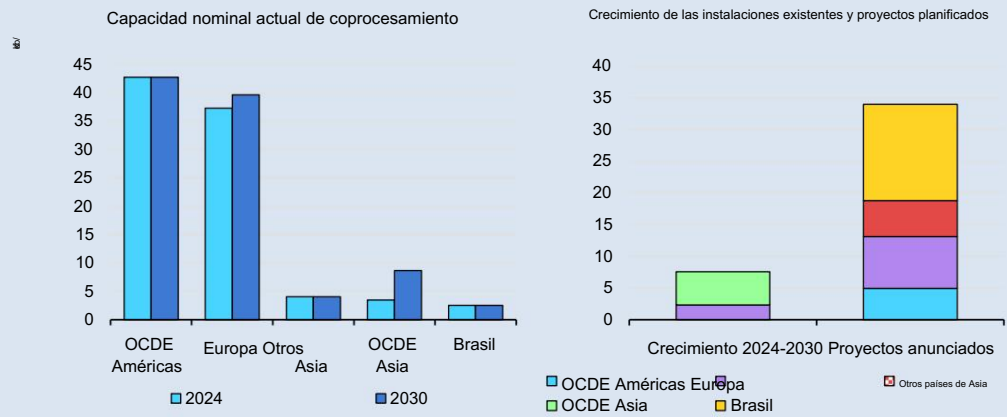
Durante la última década, una legislación más estricta sobre los límites de mezcla de biocombustibles y mejores incentivos económicos respaldados por mayores subsidios y precios han empujado a las refinerías a procesar aceites vegetales, aceites usados y grasas en unidades de hidrotratamiento (HDT) para producir aceites vegetales hidrotratados (HVO) y, más recientemente, combustible de aviación sostenible (SAF).

El procesamiento de materias primas biogénicas para producir HVO ofrece la ventaja de producir un combustible con propiedades similares al diésel. El HVO, que puede mezclarse hasta en un 100 %, es una buena alternativa al biodiésel (éster metílico de ácidos grasos o FAME), que presenta límites de mezcla más bajos. Una tendencia reciente en el sector de la refinación es el coprocesamiento de materias primas renovables con crudo y materias primas convencionales. La incorporación de un 10-20 % de aceite vegetal como materia prima a las unidades de hidrotratamiento (HDT) existentes, y en menor medida a los hidrocraqueadores (HCK), permite aumentar la producción de HVO/SAF, a la vez que se ahorra capital en comparación con la construcción de nuevas plantas independientes. En el caso de una unidad con una tasa de utilización del 100 %, la refinería debe reducir la ingesta de materias primas derivadas del petróleo crudo para permitir la adición de aceite vegetal a las HDT o HCK. Una de las principales limitaciones para producir HVO/SAF es el mayor consumo de hidrógeno procedente de materias primas renovables, debido a su contenido de oxígeno, que se elimina mediante hidrogenación.

Se están desarrollando otras vías de coprocesamiento, por ejemplo, el uso de FCC que no consumen hidrógeno, para tratar materias primas derivadas de biomasa, como aceite de pirólisis o ceras Fischer-Tropsch.

Para 2030, las ampliaciones en las plantas existentes podrían aumentar la capacidad global de coprocesamiento en 7 kb/d, con respecto a la línea base de 90 kb/d para 2024. Otros 34 kb/d de proyectos propuestos, de concretarse, podrían elevar la capacidad a 130 kb/d. Actualmente, el SAF y el HVO siguen siendo los biocombustibles con mayor interés económico. En 2024, el coprocesamiento del 10 % de aceite de cocina usado (UCO) con un 90 % de gasóleo de vacío (VGO) resultó rentable para los hidrocraqueadores del noroeste de Europa. Esto representa una buena oportunidad para las refinerías europeas, incluso con la disminución de la demanda de diésel, ya que los hidrocraqueadores tienen la capacidad de maximizar la producción de queroseno en comparación con el diésel.

Capacidad de coprocesamiento de refinerías y adiciones, 2024-2030



Fuente: Análisis de la IEA basado en datos de Argus Media Group, Todos los derechos reservados.

Sin embargo, en ambos casos, los aceites vegetales requieren un pretratamiento adicional para eliminar las impurezas que pueden afectar la fiabilidad de la unidad de mejoramiento y evitar la desactivación del catalizador y la corrosión de las tuberías. Una refinería de hidrógeno largo preferirá las unidades de hidrotratamiento para maximizar la producción de HVO o SAF en lugar de FCC y HCK.

coprocesamiento donde las materias primas biogénicas están limitadas por la disponibilidad o cuellos de botella tecnológicos.

Existe una clara tendencia a maximizar el uso de aceites residuales y usados, ya que presentan una baja intensidad de emisiones y cumplen con los requisitos de materia prima en la Unión Europea. La alta demanda de estas materias primas provocó un aumento repentino de los costos del UCO en 2025, lo que redujo los márgenes de procesamiento a niveles negativos en Estados Unidos en abril de 2025.

Se prevé promulgar nueva legislación para aumentar la proporción de biocombustibles en relación con los productos terminados en los próximos años. Por ejemplo, la Unión Europea ha establecido un mandato para la mezcla de SAF del 6 % para 2030.

## Capacidad de refinación

La capacidad global de destilación y refinación (incluyendo tanto las unidades de destilación de crudo como los separadores de condensado) está en vías de una expansión neta de 2,5 mb/d entre 2024 y 2030. Se prevé la entrada en funcionamiento de aproximadamente 4,2 mb/d de capacidad nueva y ampliada, compensada por cerca de 1,6 mb/d de cierres anunciados. En consecuencia, se prevé que la capacidad de refinación alcance los 108,3 mb/d para 2030. Sin embargo, el ritmo de crecimiento es significativamente inferior a la tendencia histórica, con un promedio de adiciones netas anuales de poco más de 400 kb/d en los últimos cinco años. Esto representa la mitad del promedio de la década posterior a la crisis financiera mundial, de casi 800 kb/d. La notable desaceleración del crecimiento de la demanda de productos refinados afecta considerablemente las inversiones en capacidad de refinación.

### Capacidad y utilización de las refinerías regionales, 2024-2030

|                           | 2024                   | 2030  | Cambiar | 2024                               | 2030 | Cambiar | 2024                 | 2030 |
|---------------------------|------------------------|-------|---------|------------------------------------|------|---------|----------------------|------|
|                           | Capacidad total (mb/d) |       |         | Rendimiento de la refinería (mb/d) |      |         | Tasas de utilización |      |
| OCDE Américas             | 22.2                   | 21.8  | -0.4    | 19.1                               | 18.6 | -0.5    | 86%                  | 85%  |
| Estados Unidos            | 18.3                   | 17.7  | -0.5    | 16.1                               | 15.5 | -0.6    | 88%                  | 87%  |
| América Central y del Sur | 5.7                    | 5.9   | 0.1     | 3.7                                | 3.8  | 0.0     | 64%                  | 64%  |
| OCDE Europa               | 13.7                   | 13.3  | -0.4    | 11.2                               | 10.3 | -0.8    | 82%                  | 78%  |
| Otra Europa               | 0.8                    | 0.8   | 0.0     | 0.5                                | 0.4  | 0.0     | 57%                  | 53%  |
| África                    | 3.7                    | 4.0   | 0.2     | 1.8                                | 2.2  | 0.4     | 47%                  | 55%  |
| Eurasia                   | 9.2                    | 9.3   | 0.2     | 5.7                                | 6.0  | 0.3     | 62%                  | 64%  |
| Oriente Medio             | 11.6                   | 12.2  | 0.6     | 9.8                                | 10.0 | 0.3     | 84%                  | 82%  |
| OCDE Asia                 | 7.2                    | 7.2   | 0.0     | 5.6                                | 5.3  | -0.3    | 78%                  | 74%  |
| Porcelana                 | 18.5                   | 19.5  | 0.9     | 14.6                               | 14.9 | 0.2     | 79%                  | 76%  |
| Otros países de Asia      | 13.1                   | 14.3  | 1.3     | 10.8                               | 11.8 | 1.0     | 82%                  | 82%  |
| India                     | 5.8                    | 6.8   | 1.0     | 5.4                                | 6.3  | 0.9     | 92%                  | 92%  |
| Mundo                     | 105.7                  | 108.3 | 2.5     | 82.6                               | 83.3 | 0.6     | 78%                  | 77%  |
| Cuenca Atlántica          | 53.8                   | 53.6  | -0.2    | 41.1                               | 40.5 | -0.7    | 76%                  | 76%  |
| Al este de Suez           | 51.9                   | 54.7  | 2.7     | 41.5                               | 42.8 | 1.3     | 80%                  | 78%  |

Las inversiones siguen divergiendo regionalmente hasta el final de la década. La capacidad de refinación de la Cuenca Atlántica seguirá en declive estructural, impulsada por las políticas de descarbonización del transporte y la creciente presión de los costos. Por el contrario, los países al este de Suez siguen invirtiendo en refinerías de escala mundial orientadas a la petroquímica.

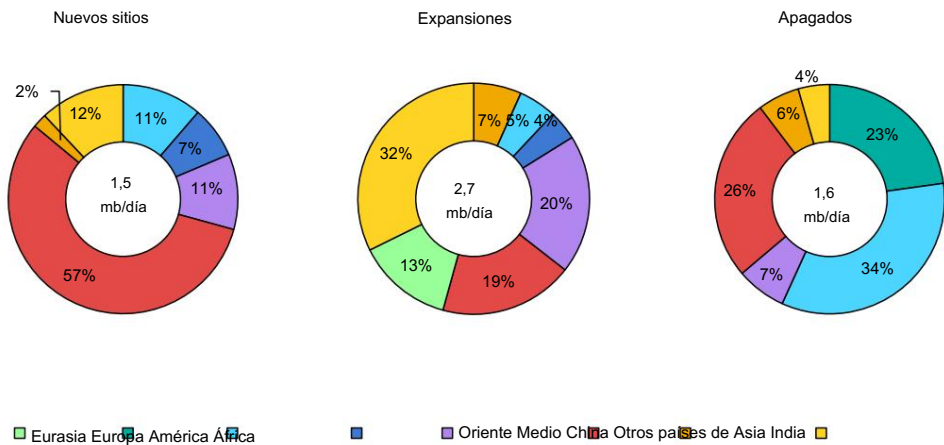
y plantas más pequeñas, centradas en el mercado nacional. En consecuencia, el sistema de refinación está entrando en una nueva fase, definida no solo por la expansión, sino también por la adaptación. Para 2026, la capacidad de refinación al este de Suez superará por primera vez la de la Cuenca Atlántica.

Los cierres anunciados totalizan 1,6 mb/d para el período 2025-30, lo que equivale a una disminución anual de alrededor de 250 kb/d. Si bien es menor que el promedio de 800 kb/d de la última década, solo incluimos los cierres anunciados en el pronóstico, ya que las refinerías suelen confirmar sus planes de cierre con 12 a 18 meses de anticipación. Por lo tanto, existe la posibilidad de cierres adicionales sustanciales en Europa, Norteamérica y China, y hemos ajustado las tasas de utilización a la baja para las regiones con mayor exposición en previsión de una mayor racionalización de la capacidad. En 2025, se cerrará más de 1 mb/d de capacidad, lo que lo convierte en el año de mayor racionalización desde 2022. La mayor parte de esto se concentra en los mercados de la OCDE. Estados Unidos representa más de 400 kb/d de cierres, seguido de Europa con 370 kb/d.

Por el contrario, en 2026 se registrarán casi 1,5 mb/d de aumentos de capacidad bruta, impulsados principalmente por India, China y Oriente Medio, con cierres anunciados que totalizan solo 300 mb/d. Las inversiones en nuevas instalaciones prácticamente se han estancado, y las expansiones, las mejoras y la integración petroquímica dominan los proyectos planificados.

Esto refleja un cambio hacia estrategias que mejoran los márgenes sin aumentar considerablemente la demanda de crudo. Esto indica una transición estructural en la refinación: del crecimiento volumétrico al valor, una mayor flexibilidad, la mitigación de emisiones y la optimización del rendimiento del producto.

Desglose de adiciones y cierres de capacidad por región, 2024-2030



AIE. CC BY 4.0.

Las regiones al este de Suez siguen siendo el pilar del crecimiento futuro. Para 2030, China conservará su estatus como la mayor refinería del mundo, con una capacidad que aumentará a 19,5 millones de barriles diarios.

Aunque el exceso de capacidad se mantendrá en casi 2,2 mb/d, le siguen Estados Unidos con 17,7 mb/d, seguido de India con 6,8 mb/d y justo detrás de Rusia con 7,1 mb/d.

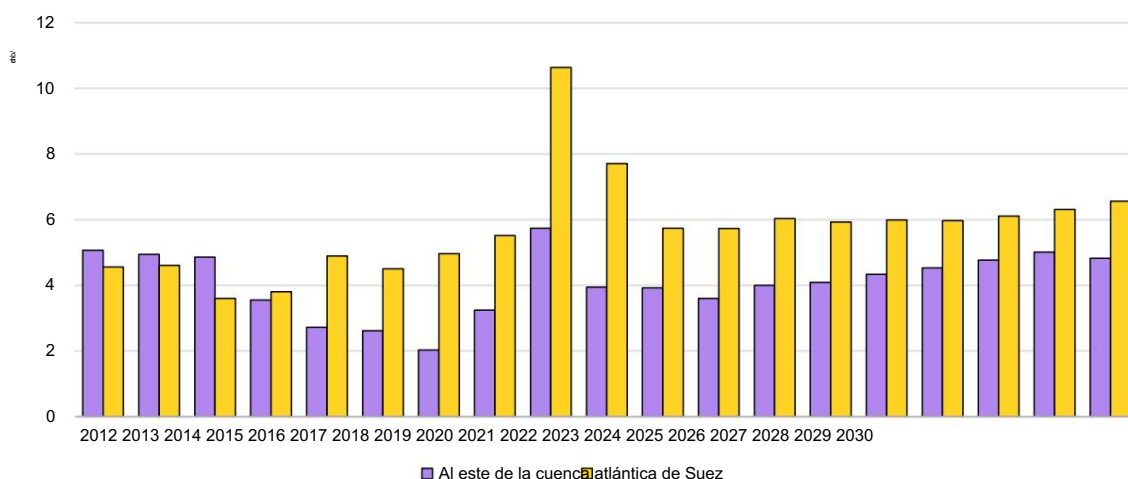
### Exceso de capacidad de refinería: un catalizador para el cambio

El exceso de capacidad ha sido una característica a largo plazo de la industria de refinación y se prevé que aumente en 1,8 mb/d durante el período de pronóstico, hasta alcanzar los 11,4 mb/d para 2030. Este exceso se determina por el excedente de capacidad instalada de CDU y condensado, ajustado al mantenimiento promedio (que asumimos es del 14 %), por encima de las operaciones de refinación proyectadas. A diferencia del componente upstream de los mercados petroleros, ni los países ni las empresas cuentan con un margen estratégico de capacidad de refinación para estabilizar las fracturas de producto, prefiriendo permitir que el comercio internacional cubra los desequilibrios locales de producto.

Por el contrario, la sobreinversión cíclica —inicialmente en los países de la OCDE y, más recientemente, en mercados como China— ha generado un superávit estructural. Las tendencias cambiantes en la demanda de productos han exacerbado esta acumulación de exceso de capacidad, ya que los mercados altamente competitivos exponen una capacidad mal configurada para las necesidades del mercado. Cabe argumentar que los problemas de fiabilidad operativa, en particular cuando los sistemas de refinación regionales operan a altos niveles de utilización, justifican la puesta en servicio de un 6-8% adicional de capacidad marginal.

Sin embargo, el crecimiento hasta 2030 en Asia, Oriente Medio y África (que atiende tanto la demanda interna como los mercados de exportación) seguirá transformando el mapa global del sector downstream.

Exceso de capacidad de la industria de refinación, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

Nota: Se supone que se requiere un tiempo de inactividad del 14 % para mantenimiento.

Al este de Suez, el exceso de capacidad alcanzará casi 4,9 mb/d para 2030, 820 kb/d más que en 2024, con China y el resto de Asia contribuyendo a la mayor parte de este aumento. En la región Asia-Oceanía de la OCDE, el exceso de capacidad tanto en Japón como en Corea aumentará en 100 kb/d.

y 180 kb/d, respectivamente, a 500 kb/d debido a la disminución de la demanda. El exceso de capacidad de Singapur alcanzará los 220 kb/d, y su viabilidad a largo plazo seguirá dependiendo de los márgenes de exportación.

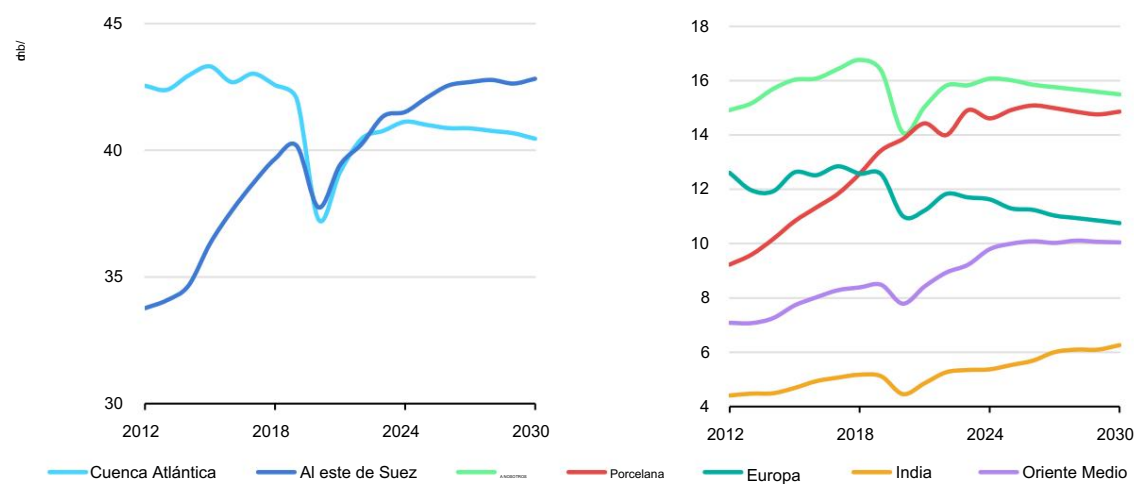
En la Cuenca Atlántica, el exceso de capacidad crecerá marginalmente hasta 6,5 mb/d en 2030. América se mantendrá estable en 1,7 mb/d, mientras que el exceso de capacidad de África ascenderá a 1,4 mb/d, gran parte de este concentrado en plantas con inversión insuficiente y bajas tasas de utilización. En la Europa de la OCDE, el exceso de capacidad aumentará en 650 kb/d, alcanzando los 1,6 mb/d, lo que la convierte en una de las regiones más vulnerables a la racionalización de la capacidad. En Eurasia, la modernización y la recuperación gradual de los daños causados por el conflicto mantienen el exceso de capacidad estable en 400 kb/d, pero la región aún mantiene un superávit de 2,4 mb/d, y se espera que la utilización mejore solo ligeramente.

## Desarrollos regionales

### Cuenca Atlántica

Se prevé que el rendimiento de crudo en la Cuenca Atlántica disminuya en 670 kb/d, hasta alcanzar los 40,5 mb/d, para 2030, debido principalmente a la disminución de las operaciones en Europa y Estados Unidos. Esto contrasta con una modesta disminución de 210 kb/d en la capacidad, ya que el crecimiento en África y Eurasia compensa parcialmente los cierres en Europa y Estados Unidos. El exceso de capacidad se mantiene elevado, en torno a los 6,5 mb/d, con una utilización media ligeramente inferior, hasta el 76 %. La contracción de la demanda en los mercados de la OCDE, como Norteamérica y Europa, pone en riesgo los activos más antiguos y menos eficientes.

Rendimiento de las refinerías de la Cuenca Atlántica frente a la del Este de Suez, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

Las exportaciones de productos aumentan en 320 kb/d hasta alcanzar los 3,5 mb/d, a medida que se contrae la demanda regional de productos refinados. Los requisitos de importación de combustibles para el transporte, incluida la gasolina y...

El diésel disminuirá en 390 kb/d, ya que la demanda disminuye en 1,5 mb/d debido a la expansión de la flota de vehículos eléctricos y al aumento de la eficiencia vehicular. Por el contrario, la demanda de etano y GLP crece en 700 kb/d, alcanzando los 8,1 mb/d; sin embargo, la oferta de LGN aumenta más rápido, lo que resulta en un aumento neto de 110 kb/d en las exportaciones, alcanzando los 1,7 mb/d. Estos volúmenes buscarán cada vez más salidas en los centros petroquímicos de los mercados emergentes de Asia y en los crecientes centros de demanda de GLP, especialmente en África, donde se están acelerando las iniciativas de cocinas limpias.

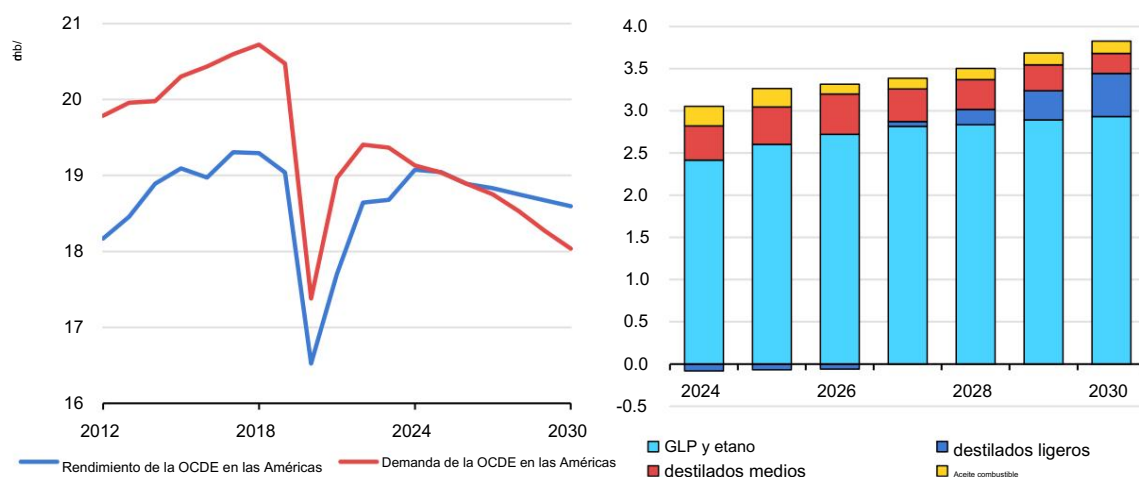
Nuestra evaluación upstream para la Cuenca Atlántica prevé que la producción de crudo aumentará en 1,1 mb/d a 48,6 mb/d en 2028, antes de volver a caer a 47,7 mb/d en 2030.

En consecuencia, esperamos que el excedente de crudo de la Cuenca Atlántica se amplíe en aproximadamente 870 kb/d a 7,1 mb/d para 2030. De manera similar, el suministro de LGN aumenta en 860 kb/d a 9,2 mb/d para 2030.

## OCDE Américas

La región de las Américas de la OCDE se enfrenta al reto de una disminución de la demanda regional de productos refinados durante el período de las perspectivas. En consecuencia, se prevé que la capacidad de refinación, la capacidad y la utilización se contraerán para 2030. La utilización promedio de la capacidad regional, actualmente del 86 %, se reducirá al 85,2 % para 2030, con tasas ligeramente inferiores en EE. UU. compensadas por una mejor utilización en México. A medida que el crecimiento del consumo de petróleo se desacelera, la demanda de productos refinados se reducirá en cerca de 1,1 mb/d para 2030, superando con creces la disminución de 370 mb/d en la capacidad de la región.

Operaciones de refinería, demanda y balances netos de productos en las Américas de la OCDE, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

Estados Unidos sigue dominando la capacidad regional de procesamiento de crudo, pero el sector ha entrado en una fase de contracción estructural. A pesar de las recientes expansiones (en particular, la CDU de 250 kb/d de ExxonMobil en Beaumont, Texas,

Puesta en servicio a principios de 2023, las ganancias se ven eclipsadas por una serie de cierres. Solo en 2025, Estados Unidos prevé cerrar más de 400 kb/d de capacidad.

En la Costa del Golfo, la refinería de Houston de 265 kb/d de LyondellBasell cerró permanentemente en el primer trimestre de 2025 después de que los esfuerzos por encontrar un comprador resultaran infructuosos.

California está experimentando una racionalización particularmente drástica (véase " Todos los ojos puestos en las refinerías de la Costa Oeste"). Phillips 66 cerró su refinería Rodeo de 120 kb/d a principios de 2024 y cerrará su planta Wilmington de 140 kb/d en el cuarto trimestre de 2025 como parte de una estrategia más amplia de optimización de la cartera. Se esperan más pérdidas el próximo año, con el cierre y la reutilización de la refinería Benicia de 145 kb/d de Valero programados para el primer semestre de 2026, en medio de la intensificación de los costos de cumplimiento ambiental y la presión regulatoria. Estos desarrollos ejemplifican una tendencia nacional más amplia de deserción de refinerías que ha cerrado 2,6 mb/d de capacidad desde 2010. Los factores que contribuyen a la disminución incluyen el envejecimiento de la infraestructura, los mayores costos de las regulaciones ambientales en muchos estados y el aumento de los requisitos de inversión para mantener la competitividad y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones exigidos a nivel nacional.

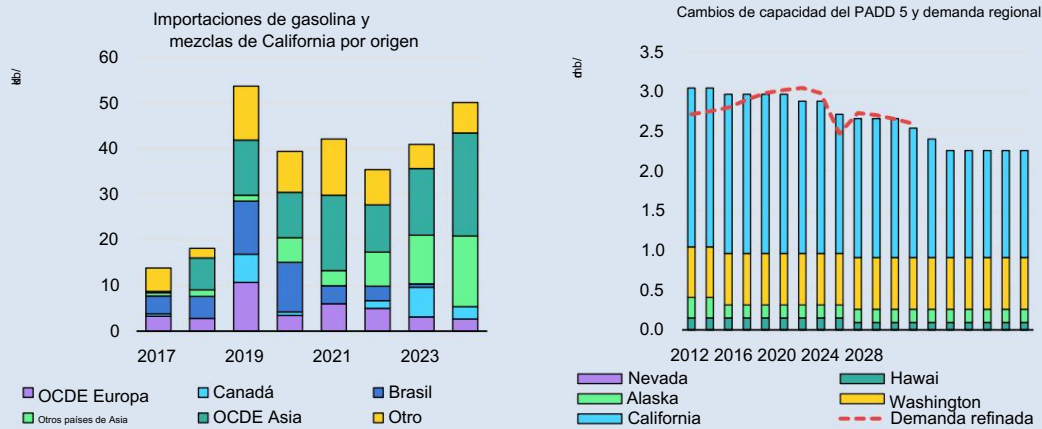
Todas las miradas puestas en las refinerías de la Costa Oeste

La capacidad de refinación en la Costa Oeste de EE. UU. (PADD 5) está experimentando una contracción sostenida y significativa. Entre 2018 y 2026, se cerraron o cerrarán más de 700 kb/d de capacidad de destilación de crudo. Esto representa casi una cuarta parte de la línea base operativa de la región. La ola de cierres de PADD 5 comenzó con la refinería de 85 kb/d de Paramount Petroleum y la planta de Honolulu de 55 kb/d de Island Energy a finales de 2018, y la refinería Martinez de 170 kb/d de Marathon en 2020. En 2024, la planta Rodeo de 120 kb/d de Phillips 66 se readaptó para la producción de combustibles renovables. Para finales de 2024, las pérdidas acumuladas de capacidad de procesamiento de crudo alcanzaron los 420 kb/d, más del triple de la disminución de 130 kb/d en la demanda regional de combustible para el transporte durante el mismo período. El cierre programado para 2025 de la refinería de Wilmington de 140 kb/d de Phillips 66 elevará los cierres totales a 560 kb/d. El último anuncio para el cierre en 2026 de

La refinería Benicia de 145 kb/d de Valero dejará sólo 12 refinerías de crudo en California, con una capacidad total de 1,3 mb/d.

Estos cierres no se deben a los bajos márgenes de refinación, que se mantienen relativamente saludables, sino a desafíos financieros y políticos, incluyendo un panorama energético más limpio que prioriza cada vez más los combustibles renovables y la electrificación de vehículos. Estos incluyen estrictos costos de cumplimiento ambiental, amplios obstáculos para la obtención de permisos y especificaciones únicas para combustibles, como la Mezcla de Gasolina Reformulada de California para Mezcla de Oxigenados (CARBOB) para gasolina, junto con un marco político cada vez más restrictivo, definido por el sistema de Tope y Comercio de Emisiones (Cap-and-Trade), que limita las emisiones de GEI, y el Estándar de Combustibles Bajos en Carbono (LCFS).

Comercio y capacidad de productos refinados de la Costa Oeste de EE. UU.



AIE. CC BY 4.0.

Fuentes: Análisis de la AIE basado en datos comerciales de Kpler. Los datos de demanda de PADD 5 de la Costa Oeste provienen de la EIA de EE. UU.

Si bien se espera que la transición a largo plazo hacia vehículos eléctricos y sistemas de propulsión con motores de combustión interna (ICE) más eficientes reduzca gradualmente la demanda de gasolina, el ritmo actual de cierres de refinerías está superando esta transición. El ritmo de racionalización de la capacidad...

Esto mantiene a la región con una escasez neta de productos y exige importaciones continuas, especialmente de gasolina. En 2024, California importó casi 50 kb/d de gasolina y componentes de mezcla, principalmente de Asia. Sin embargo, pocas refinerías a nivel mundial están configuradas para cumplir fácilmente con los estrictos estándares de combustible de California, lo que limita las fuentes de suministro alternativas.

La Costa del Golfo de Estados Unidos sirve como fuente de barriles de reemplazo, aunque los altos costos de envío asociados con el cumplimiento de la Ley Jones (que exige que la carga transportada por agua entre puertos estadounidenses debe llevarse en buques con bandera, construidos y propiedad de Estados Unidos) pueden limitar las oportunidades de arbitraje a menos que se amplíen las diferencias de precios.

Se espera que el ajuste del balance de productos en California se extienda a los mercados adyacentes, como Arizona, Nevada y el noroeste del Pacífico, que dependen de los flujos interregionales marítimos y por oleoductos del estado. Es probable que esta racionalización estructural aumente la volatilidad de los precios y la dependencia de las importaciones a mediano plazo.

La empresa estatal mexicana Pemex sigue enfrentando dificultades para impulsar la producción de sus operaciones downstream, ya que busca sustituir las importaciones con la producción nacional. La refinería Olmeca de 340 kb/d, ubicada en Dos Bocas, en el Golfo de México, y que ha sufrido retrasos, se encuentra actualmente en plena operación y se espera que alcance su plena operación en 2026.

La primera fase de 170 kb/d comenzó a finales de 2024, y se espera que el segundo tramo se ejecute a finales de este año. Este será un hito importante, además del programa de renovación de Pemex para seis refinerías, que incluye la modernización de las unidades de Tula.

Salina Cruz y Salamanca. Con cerca de 8 mil millones de dólares en inversiones planeadas, México busca asegurar la autosuficiencia y la estabilidad de los precios minoristas mediante el aumento de la producción de gasolina, diésel y combustible para aviones. Sin embargo, de tener éxito para finales de la década, la disminución prevista en la producción mexicana de crudo acercará al país a convertirse en un importador neto de crudo y restringirá el suministro de crudo pesado y agrio para las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos.

## Balances de crudo y productos

Se prevé que la posición neta de exportación de crudo de la OCDE Américas aumente en 290 kb/d hasta 2030, alcanzando aproximadamente 2 mb/d. Esta estabilidad oculta cambios estructurales subyacentes en el perfil de suministro de la región. Se prevé que la producción canadiense de crudo pesado y betún diluido (dilbit) aumente significativamente (+470 kb/d), impulsada por las expansiones de exploración y producción (upstream) y la mejora de la capacidad de extracción, que destina hasta 600 kb/d a los mercados asiáticos. Sin embargo, este aumento se ve más que compensado por una disminución de 660 kb/d en la producción de crudo convencional y LTO, impulsada principalmente por las disminuciones en México y la desaceleración del crecimiento de la producción en Estados Unidos.

Las exportaciones netas de productos aumentarán significativamente en 990 kb/d a 4,6 mb/d para 2030. Más de la mitad de este aumento corresponde a GLP y etano, que en conjunto alcanzarán 2,9 mb/d para finales de la década, lo que reforzará el papel de la región como proveedor clave de materias primas petroquímicas. El balance de gasolina/nafta se inclina hacia un balance neto largo para 2030, impulsado por el aumento del suministro de pentano plus/nafta de los LGN. Las importaciones netas de gasolina se reducen en 550 kb/d a tan solo 160 kb/d a medida que la demanda interna entra en un declive estructural y aumentan los suministros regionales. En particular, la puesta en marcha de la refinería Dos Bocas de México desempeñará un papel fundamental para que la región pase a ser exportadora neta de productos ligeros para 2030. Por el contrario, los balances de destilados medios se ajustan ligeramente, a medida que los volúmenes de exportación disponibles disminuyen en medio de los cierres de refinerías y el continuo crecimiento de la demanda de combustible para aviones.

## Desafíos

El sector de refinación de las Américas de la OCDE se enfrenta a un panorama complejo y a menudo contradictorio. A pesar de los saludables márgenes de refinación pospandemia (que promedian un 20 % por encima de las normas de 10 años), los cierres continúan, ya que los costos de regulación y modernización superan los flujos de caja futuros. Esta paradoja refleja un cambio de las medidas de viabilidad actuales basadas en el flujo de caja a las futuras necesidades de inversión de capital. Por lo tanto, las refinerías están cerrando no por las ganancias actuales, sino por el costo prohibitivo de la modernización. Dado que la demanda estadounidense de gasolina refinada alcanzó su punto máximo a finales de la década pasada, muchos operadores están renunciando a realizar mejoras importantes. Esta tendencia favorece plantas más grandes e integradas, capaces de procesar una mayor cantidad de crudo y acceder a los mercados de exportación. Por el contrario, las plantas más antiguas y pequeñas, en particular aquellas aisladas de los centros logísticos o con una flexibilidad de producto limitada, son cada vez más vulnerables.

## América Central y del Sur

La capacidad de refinación en Centroamérica y Sudamérica experimentará cambios mínimos hasta 2030, con un aumento de tan solo 130 kb/d, alcanzando los 5,9 mb/d. Este aumento se debe únicamente a la expansión gradual de la refinería brasileña RNEST en Abreu e Lima. En el primer trimestre de 2025 se completó una expansión de 15 kb/d, lo que culminó la modernización del Tren 1 y la modernización de las emisiones. Se prevé una adición más sustancial de 115 kb/d desde el Tren 2 para el segundo trimestre de 2029, lo que elevará la capacidad total de RNEST a 245 kb/d. Este proyecto, estancado desde 2015, se ha reactivado gracias a la nueva estrategia downstream de Petrobras, que permitirá que las operaciones de crudo nacional satisfagan eficazmente la demanda del producto.

La capacidad de refinería en Centroamérica y Sudamérica aumenta en 50 kb/d con respecto a lo previsto; sin embargo, con 3,8 mb/d, se mantiene muy por debajo de la capacidad nominal, lo que refleja una subutilización estructural. Venezuela representa la mayor parte de este excedente, con 1,3 mb/d de capacidad instalada que continúa operando a menos del 25 % de utilización debido a años de subinversión, mantenimiento deficiente y sanciones vigentes.

De igual manera, la refinería Isla de PDVSA, de 320 kb/d, en Curazao, continúa inactiva. Considerada en su momento un proveedor regional clave, la planta aún no ha conseguido un operador viable desde que PDVSA cesó sus operaciones en 2019. Con un aumento de la demanda de productos refinados de 350 kb/d, hasta alcanzar los 5,2 mb/d para 2030, la falta de actividad de refinación regional refuerza la dependencia de las importaciones para el suministro de productos.

## Balances de crudo y productos

El crecimiento de las exportaciones netas de crudo de América Central y del Sur, de casi 800 kb/d durante el período de pronóstico, hasta alcanzar los 4 mb/d para 2030, es particularmente sorprendente. Este es el segundo mayor incremento regional a nivel mundial, después de Oriente Medio. Este aumento refleja una creciente desconexión entre el suministro upstream y la capacidad de refinación, con una inversión limitada en infraestructura de refinación nacional, lo que deja gran parte de la producción de la región —en particular, crudos dulces medianos y pesados— destinada a la exportación. Si bien Estados Unidos continúa absorbiendo una parte de estos volúmenes, los crudos ricos en destilados son de especial interés para las refinerías de China, India y Europa.

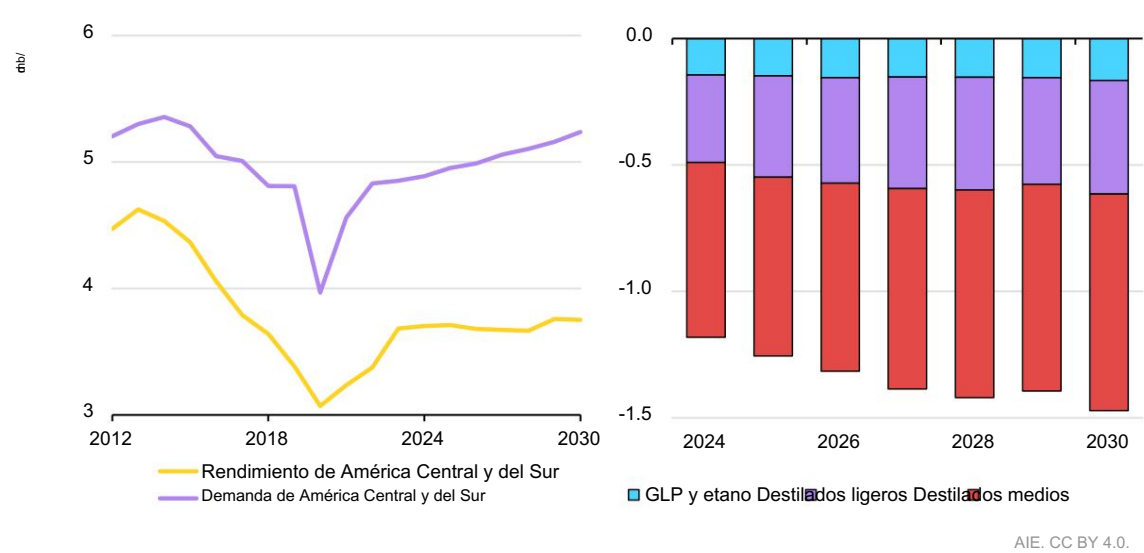
Por el contrario, se prevé que la dependencia de las importaciones de productos en Centroamérica y Sudamérica aumente en casi 330 kb/d, alcanzando los 1,4 mb/d, en línea con un aumento de 350 kb/d en la demanda de productos refinados. El diésel lidera el crecimiento, añadiendo 140 kb/d a las necesidades de importación, mientras que la gasolina y la nafta, en conjunto, contribuyen con otros 100 kb/d. Sin embargo, la puesta en marcha de la refinería Dos Bocas de México impulsará las exportaciones norteamericanas de gasolina y diésel, liberando volúmenes, especialmente de la costa estadounidense del Golfo de México, para cubrir el creciente déficit de América Central y del Sur.

## Desafíos

América Central y del Sur enfrentan persistentes déficits de suministro de productos debido a la falta de capacidad de refinación y a pesar del abundante potencial upstream. La región está lista para...

generar un fuerte crecimiento de la producción en países como Brasil, Guyana y Surinam. Sin embargo, la inestabilidad política y la falta de inversión siguen lastrando considerablemente la infraestructura downstream. La producción de las refinerías se mantiene estancada, con muchas instalaciones obsoletas o inactivas. La demanda regional de productos refinados está creciendo, pero con la limitada inversión en capacidad nacional, la dependencia de las importaciones aumenta constantemente. Sin una inversión sustancial ni un mejor desempeño operativo, el sector de refinación seguirá siendo un cuello de botella en una región que de otro modo sería rica en recursos.

Rendimiento de las refinerías, demanda y balances netos de producto en América Central y del Sur, 2012-2030



## África

El panorama de refinación de África está experimentando una transformación estructural, con importantes expansiones de capacidad en marcha y varios proyectos pequeños y medianos en desarrollo en mercados clave. La puesta en marcha de la refinería independiente Dangote, de 650 kb/d, en Nigeria, marca un punto de inflexión para el balance de productos de África Occidental. Tras años de retrasos, la refinería más grande del continente comenzó a procesar crudo en el primer semestre de 2024. Las importaciones de crudo promediaron alrededor de 400 kb/d para el primer trimestre de 2025, incluyendo cargamentos procedentes de Estados Unidos, Brasil y Angola. Si bien persisten los problemas operativos, las dificultades para asegurar las asignaciones nacionales de crudo y los retrasos en la integración de unidades secundarias, se espera que la capacidad de refinación se establezca por encima del 70 % de la capacidad para finales de 2025. Una vez que esté completamente operativa, la instalación reducirá significativamente las necesidades de importación de combustible de Nigeria y reconfigurará los flujos de productos regionales y de la Cuenca Atlántica. En general, se proyecta que la capacidad de refinación de África aumente en 220 kb/d entre 2024 y 2030.

Junto con este proyecto emblemático, Nigeria trabaja para reactivar sus refinerías estatales, con un éxito limitado hasta la fecha. El complejo Port Harcourt de 210 kb/d vio reiniciar su antigua unidad de crudo de 60 kb/d en diciembre de 2024, tras más de una década de...

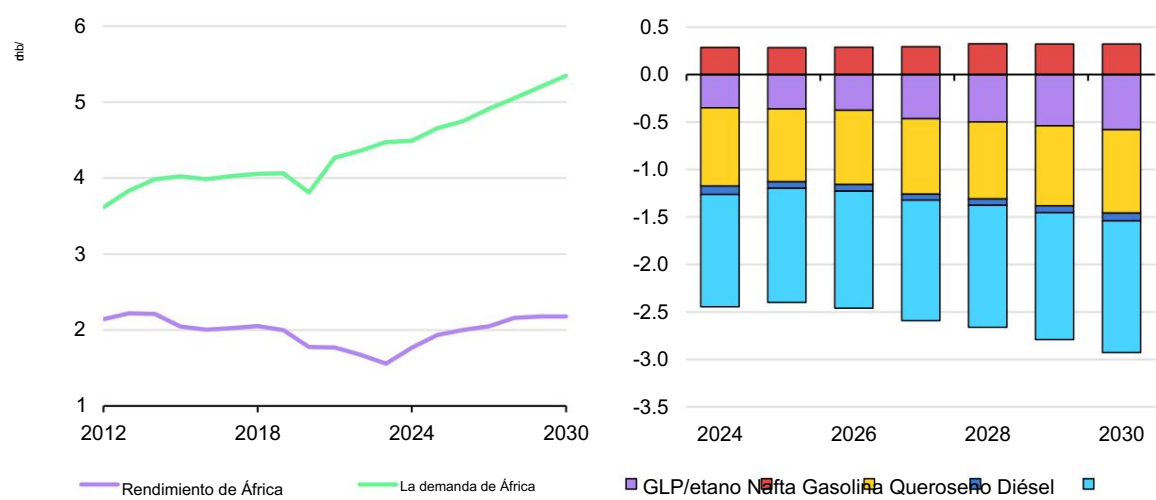
Inactividad. Sin embargo, el procesamiento duró poco y la refinería no está actualmente en funcionamiento. Otra CDU de 150 kb/d en el mismo sitio se encuentra en rehabilitación y podría entrar en funcionamiento durante 2026. De igual manera, la refinería Warri de 125 kb/d reanudó brevemente sus operaciones parciales a finales de 2024, pero ahora se encuentra nuevamente en mantenimiento a la espera de un posible reinicio el próximo año. Por último, la refinería Kaduna de 110 kb/d aún está programada para rehabilitación, pero es poco probable que vuelva a entrar en operaciones comerciales antes de principios de 2027 y probablemente mucho después. En conjunto, si tienen éxito, estos esfuerzos podrían elevar la capacidad operativa total de Nigeria a 1 mb/d para finales de la década.

En otras partes de África Occidental, hemos incluido pequeños proyectos centrados en el ámbito nacional en Ghana y el Congo, que están avanzando después de numerosos retrasos.

La capacidad de refinación de Argelia también se ampliará con la construcción de una nueva refinería de 110 kb/d en Hassi Messaoud. Se estima que este proyecto, retrasado durante mucho tiempo, comenzará a operar en 2028. Las antiguas instalaciones argelinas de Skikda, Argel y Orán se modernizaron previamente para mejorar la calidad del producto.

En África Oriental, Uganda ha avanzado en los planes para una refinería nueva de 60 kb/d para procesar el crudo del Lago Alberto. En abril de 2025, se consiguió un inversor principal y se están ultimando acuerdos clave sobre la participación gubernamental y el suministro de materia prima, con la puesta en marcha prevista para alrededor de 2027. Sin embargo, a falta de planes de construcción más concretos, hemos excluido este proyecto del pronóstico.

Rendimiento de las refinerías africanas, demanda y balances netos de productos, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

### Balances de crudo y productos

Se prevé que las exportaciones netas de crudo de África se contraigan en 350 kb/d a 4,6 mb/d para 2030. Este cambio se debe principalmente al aumento de la capacidad de refinación regional, en particular la refinería de Dangote de 650 kb/d en Nigeria, junto con proyectos más pequeños en Argelia, Ghana y el Congo. Estas últimas instalaciones están diseñadas para procesar localmente.

El crudo producido ha reducido el excedente exportable de la región. Hasta ahora, el aumento de la demanda de crudo africano se ha compensado con un aumento de las importaciones, ya que la refinería de Dangote se ha centrado en adquirir y procesar los tipos más rentables y no simplemente en adquirir cargamentos de crudo nacional relativamente caros.

A pesar de los ambiciosos planes para ampliar la capacidad de refinación nacional, el crecimiento de la demanda regional superará la oferta de productos. El sólido crecimiento de la demanda de 860 kb/d, de los cuales 630 kb/d corresponden a combustibles refinados y 230 kb/d a GLP, aumentará significativamente la necesidad de importar productos del continente. Se proyecta que el déficit de productos refinados de la región aumentará en 230 kb/d, alcanzando los 2,3 mb/d para 2030. La gasolina y el diésel seguirán siendo los productos con mayor déficit, representando solo el diésel 1,4 mb/d. El excedente de nafta de 320 kb/d en África es insuficiente para cubrir las mayores necesidades de importación de este producto. Además, la intensificación de múltiples iniciativas de cocinas limpias ha generado un fuerte aumento de la demanda de GLP, con un déficit que se prevé que casi se duplique durante el período previsto, alcanzando los 570 kb/d.

## Desafíos

África está perdiendo terreno en su lucha por alcanzar una mayor autosuficiencia en productos refinados. A pesar de la expansión del sector de refinación, con varios proyectos de gran envergadura respaldados por estrategias nacionales de seguridad energética, el crecimiento de la demanda superará la oferta nacional de productos refinados. Además, los riesgos de implementación siguen siendo elevados, e incluso si se cumplen las adiciones netas previstas, junto con la aceleración de los grandes proyectos ya en marcha, África seguirá contribuyendo solo marginalmente al crecimiento mundial de la refinación en la próxima década. Sin una aceleración sustancial de los proyectos de refinación ni una mejora en las tasas de utilización, África seguirá dependiendo en gran medida de las importaciones de productos refinados para satisfacer la creciente demanda, especialmente de combustibles para el transporte.

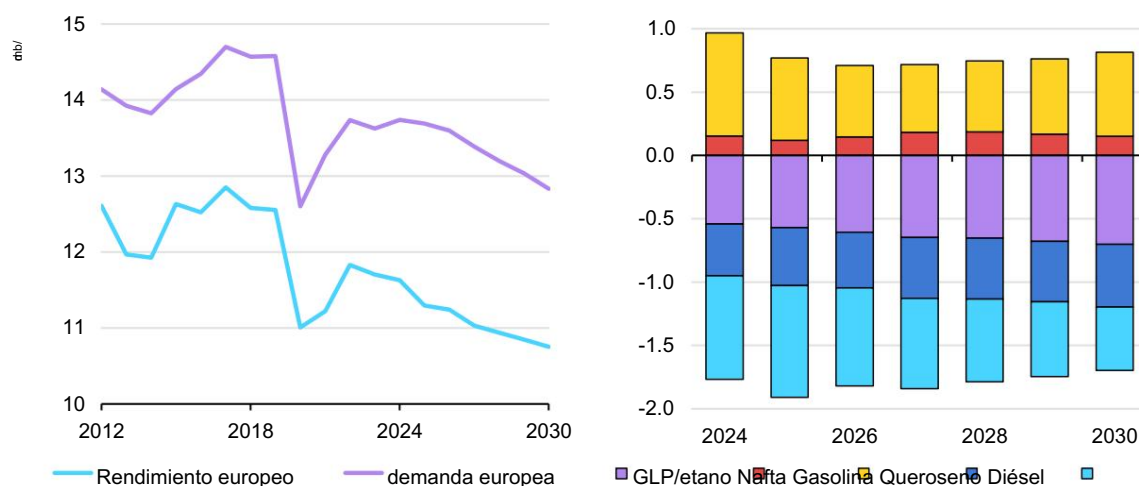
## Europa

Se prevé que la demanda total de productos en Europa (incluyendo países de la OCDE y fuera de ella) experimente el mayor descenso regional, con poco más de 900 kb/d, hasta alcanzar los 12,8 mb/d para 2030. Se proyecta que la producción de refinerías disminuya en casi 900 kb/d, en línea con la caída de la demanda. La capacidad total de 14,5 mb/d apenas supera la demanda de productos refinados; sin embargo, la alta estructura de costos de la región y los importantes, aunque desiguales, desequilibrios de producción hacen que la capacidad en riesgo de cierre. Se prevé que la capacidad en riesgo aumente en 650 kb/d, hasta alcanzar los 1,6 mb/d.

Podría decirse que la fuerte dependencia de la región de las importaciones de destilados medios ha impulsado el craqueo de diésel y combustible para aviones en Europa, lo que incita a las refinerías a maximizar la producción de destilados medios en detrimento de otros productos. Sin embargo, el cambio en la demanda, que se ha evidenciado desde 2019, del diésel a la gasolina ha reducido la necesidad neta de importación de diésel, especialmente para los países de la UE. El pronóstico...

La disminución de la demanda de diésel hará que este desequilibrio se reduzca aún más en los próximos años, aunque paralelamente aumentará la necesidad de importar queroseno.

#### Rendimiento de las refinerías europeas, demanda y balances netos de productos, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

El sector de refino de la OCDE en Europa continúa en declive estructural, con importantes adiciones de capacidad desde 2011 limitadas a la expansión de 110 kb/d de Repsol en 2011 en la planta de Cartagena en España y la refinería Star de 190 kb/d de Socar en Turquía en 2019. En este contexto, se ha observado una tendencia ininterrumpida de racionalización que se ha acelerado bajo las crecientes presiones económicas y políticas. Los cierres anunciados para la región totalizan 370 kb/d para 2030, con potencial para una cantidad sustancialmente mayor en la última parte de la década. No se esperan expansiones ni proyectos greenfield durante el período de pronóstico. Más allá de la inversión para cumplir con los requisitos de mantenimiento y regulatorios, o para buscar combustibles bajos en carbono e integración del hidrógeno, el estancamiento general de la inversión en refino europea es evidente.

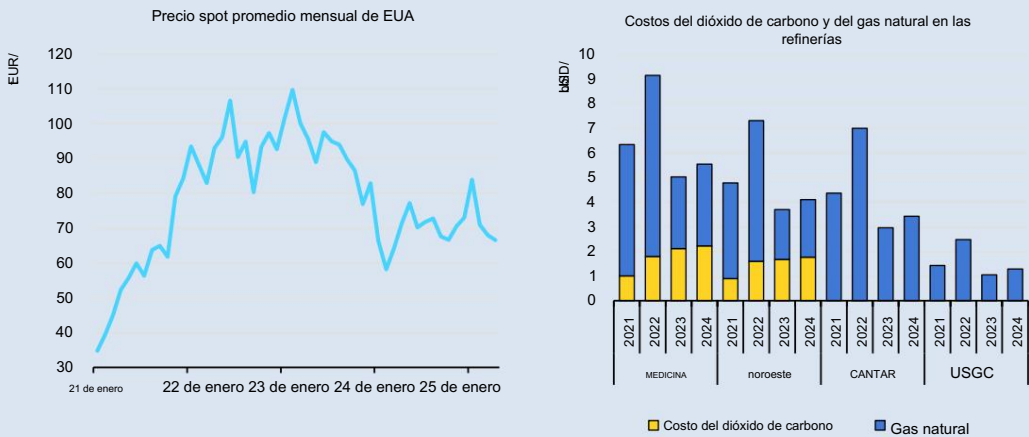
Este año marca la mayor reducción anual de capacidad en la región desde 2012, con más de 370 kb/d de paradas confirmadas. Shell ha cerrado la sección de Wesseling, de 150 kb/d, de la refinería de Renania-Palatinado en Alemania; BP tiene previsto cerrar una unidad de 80 kb/d en su refinería de Gelsenkirchen, de 240 kb/d, antes de fin de año; y la planta de Petroineos Grangemouth, de 140 kb/d, en el Reino Unido, cerró en abril de este año. Estos cierres se producen tras una serie de conversiones o cierres de plantas anteriores, incluyendo Grandpuits de 100 kb/d de TotalEnergies y Slagen de 110 kb/d de ExxonMobil en Noruega en 2021, y Livorno de 120 kb/d de Eni en 2024. Varias conversiones de biocombustibles planificadas, como Grandpuits, Wesseling y Venecia, siguen en marcha, pero implican el cierre de la capacidad tradicional de CDU, lo que reduce la huella total de procesamiento de crudo de la región, así como la capacidad de conversión, lo que reduce el rendimiento de productos ligeros. Además, se prevén inversiones en hidrógeno renovable.

Los proyectos también se han estancado en los últimos meses mientras las empresas reevalúan sus estrategias.

Impactos regulatorios en el sistema de refinación europeo

Las refinerías europeas se enfrentan a un futuro estructuralmente complejo a medida que aumentan los costes de cumplimiento de las normas de carbono y se intensifican las ambiciones políticas de la Unión Europea, la iniciativa "Fit for 55". Entre ellas, destaca el Régimen de Comercio de Emisiones de la UE (RCDE-UE), que ha incrementado significativamente los costes operativos de las refinerías desde la reducción de los derechos de emisión gratuitos, iniciada en 2013. El precio de los Derechos de Emisión de la UE (AUE) —los permisos necesarios para emitir una tonelada de CO2 en el marco del RCDE-UE— ha aumentado de aproximadamente 30 EUR/t en 2021 a unos 70 EUR/t en la actualidad. Este aumento representa una importante carga de costes para las refinerías europeas, que se traduce en un coste directo del carbono de entre 1 y 2 USD/bbl a los precios actuales del mercado. Históricamente, el sector de la refinación se ha beneficiado de las asignaciones gratuitas de AUE, diseñadas para recompensar a las instalaciones más eficientes en carbono y penalizar a las de mayor emisión, incentivando así la reducción de emisiones. Sin embargo, estas asignaciones gratuitas se están eliminando progresivamente. Para 2025, las asignaciones a las refinerías se reducirán un 20 % con respecto a los niveles de 2020, y se prevé que para 2030 disminuyan en más del 40 %. Esta erosión de los derechos de emisión gratuitos incrementará el coste efectivo del carbono que afrontan las refinerías y podría acelerar la racionalización y la reorientación de la inversión en todo el sector.

Precios del carbono en la Unión Europea y costes globales de las refinerías



Nota: MED es Mediterráneo, NWE es Noroeste de Europa, SING es Singapur y USGC es Costa del Golfo de Estados Unidos. Para más detalles, consulte la [metodología de márgenes de refinación de la AIE](#).

Fuentes: Análisis de la IEA basado en precios de Argus Media Group, Todos los derechos reservados.

Este aumento del coste del carbono se ve agravado por los elevados precios del gas natural, que inflan los costes de producción del hidrógeno utilizado en los procesos de desulfuración. El coste combinado del gas natural y los derechos de emisión de carbono para las refinerías mediterráneas promedió casi 9 USD/bbl en 2022 tras la invasión rusa de Ucrania. Si bien los precios han bajado desde entonces, el episodio expuso la vulnerabilidad del sector a los mercados de combustibles y carbono.

volatilidad, lo que impulsa una inversión modesta pero creciente en hidrógeno verde y un mayor enfoque en medidas de eficiencia energética.

Al mismo tiempo, la inclusión del transporte marítimo por parte de la Unión Europea en el RCDE-UE a partir de 2024 genera una demanda adicional de créditos, lo que incrementará los costes de las cadenas de suministro integradas de refinación y transporte marítimo. Con el nuevo régimen, el 100 % de las emisiones de los viajes intracomunitarios y el 50 % de las de los viajes con origen o destino fuera de la Unión Europea quedan ahora dentro del ámbito de cumplimiento. Este cambio incrementa los costes de transporte, reduce el valor neto de las exportaciones de refinería y aumenta el coste de entrega del crudo.

Además, la expansión de las Zonas de Control de Emisiones de Azufre (que incluye el Mediterráneo a partir de 2025), junto con la OMI 2020, ha impulsado a las refinerías a optimizar la producción de gasóleo marino (MGO) y VLSFO. Esto beneficia a las refinerías costeras complejas con capacidad de desulfuración y una sólida producción de destilados medios, a la vez que presiona a las plantas más sencillas que dependen de la producción de fueloil con alto contenido de azufre (HSFO). Paralelamente, se prevé que medidas de la UE como FuelEU Maritime y la inclusión del transporte marítimo en el RCDE UE erosionen la demanda a largo plazo de combustibles marinos derivados del petróleo, lo que incentivará la inversión en mezclas de biocombustibles, hidrógeno verde y mejoras en el refinado con bajas emisiones de carbono.

## Balances de crudo y productos

El balance de crudo de la OCDE en Europa se mantendrá en un déficit significativo hasta 2030, debido a la disminución de la producción regional y a pesar de la disminución de la demanda de crudo. La producción de crudo disminuirá en casi 500 kb/d, mientras que las necesidades de importación de crudo se reducirán en tan solo 200 kb/d, hasta alcanzar los 5,4 mb/d al final del período de pronóstico. A medida que se ajuste el balance de crudo de África, las refinerías europeas se verán obligadas a depender más de las importaciones de crudo de Oriente Medio y Latinoamérica.

Se prevé que el déficit de productos refinados de la OCDE en Europa se mantenga estable, a medida que disminuyen tanto la producción como la demanda. La disminución de las exportaciones de gasolina y el aumento de la necesidad de importar queroseno superan la disminución de las necesidades de diésel, ya que la demanda regional se contrae en 560 kb/d para 2030. El déficit de diésel se reduce de 930 kb/d en 2024 a 660 kb/d para finales de la década.

## Desafíos

Se espera que un número creciente de refinerías europeas cierren o se sometan a una importante transformación para 2030. La mayoría de las instalaciones deberán adaptarse a una mayor proporción de biorrefinación, o producción de combustibles bajos en carbono, para mantenerse operativas. Sin dicha adaptación, algunas se enfrentan al riesgo de cierre. Los operadores ya están planeando reducir la destilación de crudo, mientras que otros exploran la integración de e-combustibles e hidrógeno. La creciente competencia de las refinerías de Oriente Medio y África, que ha

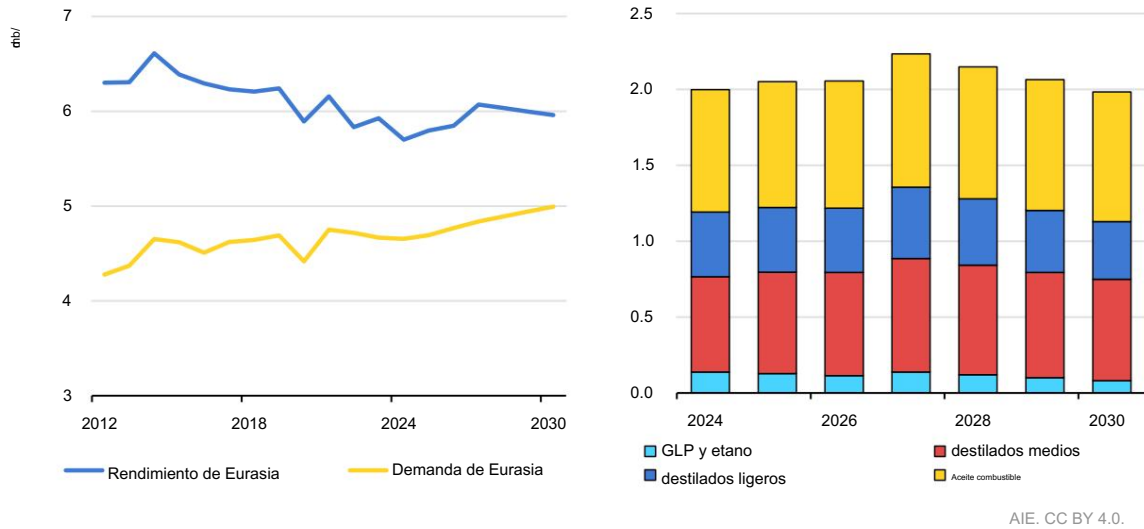
El hecho de que se haya empezado a limitar las exportaciones de gasolina a África Occidental, junto con la disminución de la demanda de combustible para carreteras, está acelerando este cambio.

## Eurasia

Se prevé que la capacidad de refinación de Euraisan aumente en unos modestos 180 kb/d durante el período 2024-2030, principalmente mediante expansiones a pequeña escala y una modernización continua, en lugar de nuevos proyectos. Este crecimiento gradual refleja tanto las limitaciones estructurales del sector de refinación regional como los desafíos que plantean las sanciones, los conflictos militares, el envejecimiento de los activos y la restricción de los flujos de inversión.

En Rusia, la incorporación reciente más notable fue el separador de condensado Ust-Luga de 70 kb/d, que entró en funcionamiento en 2024, aumentando la capacidad de procesamiento de la planta a 220 kb/d. La expansión de 60 kb/d de Forteinvest en la refinería Afipsky está prevista para el segundo trimestre de 2025, mientras que la expansión de 50 kb/d de Yug Rusi en la refinería Novoshakhtinsk está prevista para el primer trimestre de 2026.

Evolución del funcionamiento de las refinerías de Eurasia, demanda y saldos netos de productos, 2012-2030



Rusia no ha construido una refinería nueva de gran envergadura en más de una década. En parte, esto refleja el deseo del gobierno de que las empresas prioricen la modernización de sus refinerías. Un programa plurianual de modernización ha impulsado una amplia ola de inversiones en unidades secundarias en importantes emplazamientos. Estas iniciativas buscan aumentar las tasas de conversión y el rendimiento de los productos ligeros. También alinearán la producción de refinación de Rusia con las especificaciones de los productos nacionales y de exportación. Si bien estas inversiones tienen un impacto marginal en la capacidad neta de destilación, son cruciales para mantener el papel de Rusia como importante exportador de productos refinados.

En otras partes de Eurasia, los proyectos de refinería siguen siendo escasos. Kazajistán está avanzando en el proyecto de una refinería de 150 kb/d, aunque aún se encuentra en la etapa de factibilidad y no está incluida en este pronóstico. De igual manera, Georgia ha iniciado la construcción de la refinería de Kulevi, pero el momento de la producción inicial del proyecto de 80 kb/d es incierto.

## Balances de crudo y productos

La región de Eurasia, con Rusia a la cabeza, mantiene una posición importante en la exportación neta de petróleo crudo, aunque los volúmenes disminuyen ligeramente durante el período de pronóstico. Para 2030, se proyecta que las exportaciones totales de crudo disminuyan en casi 270 mb/d desde el nivel de 2024 hasta 7 mb/d.

Esta modesta contracción refleja un estancamiento de la producción upstream en medio de las sanciones a Rusia, la incertidumbre sobre las inversiones y las limitaciones logísticas, incluso cuando las mejoras en las refinerías nacionales elevan modestamente los volúmenes de crudo en la región.

Eurasia también mantendrá su excedente de productos refinados cercano a los 2 mb/d para 2030, gracias a mejoras graduales en la eficiencia de las refinerías y al aumento de la producción gracias a las iniciativas de modernización. El diésel, la nafta y el fueloil siguen siendo los principales flujos de exportación. En conjunto, las exportaciones euroasiáticas de petróleo crudo y productos derivados se contraen en 300 mb/d durante el período previsto, pero se mantienen sólidas en 9 mb/d en 2030, lo que reafirma el papel de la región como proveedor clave de crudo y productos refinados para los mercados globales.

## Desafíos

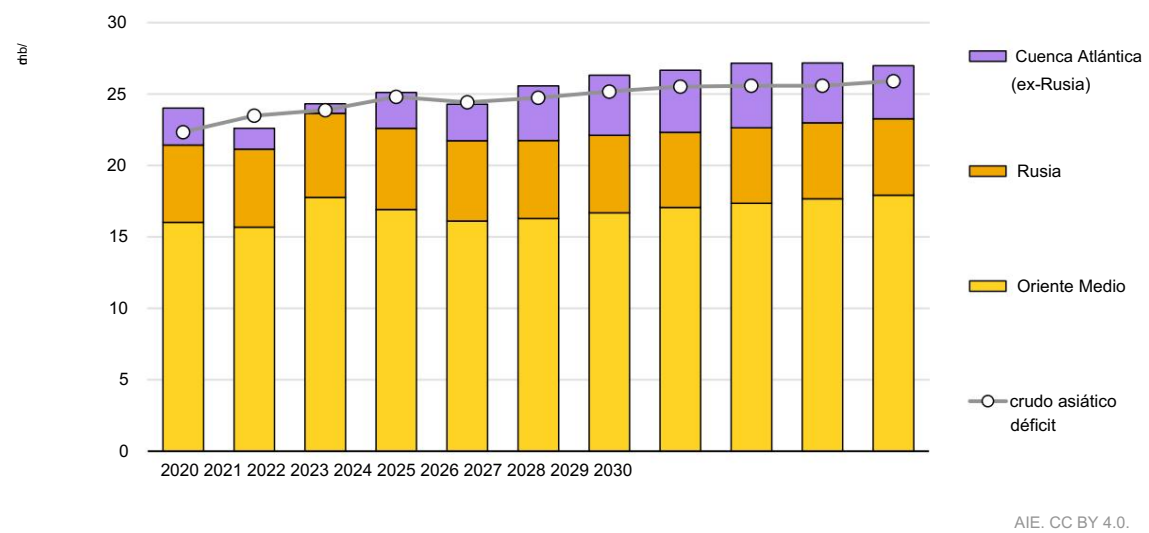
El sector de refinación euroasiático sigue limitado por dificultades geopolíticas y operativas. Las sanciones han ralentizado la adquisición de equipos y obstaculizado la financiación para la modernización en curso, mientras que los riesgos de seguridad (incluidos los ataques con drones contra instalaciones rusas) han reducido temporalmente algunas operaciones. El riesgo de que se impongan sanciones secundarias a las exportaciones rusas de crudo y productos complicaría aún más el panorama regional. En el contexto de una producción estable en las fases iniciales (de acuerdo con el supuesto de este Informe de que la producción se mantiene en línea con el acuerdo de la OPEP+ del 31 de mayo de 2025), el aumento moderado de la producción rusa reduce las exportaciones de crudo y condensado en 270 kb/d para 2030. Si bien las exportaciones rusas de productos continúan expandiéndose, impulsadas por las mejoras en la eficiencia de las refinerías y el aumento de la producción de diésel y fueloil, mantener este superávit requerirá altas tasas de utilización en un contexto de infraestructura obsoleta y una inversión extranjera limitada. Fuera de Rusia, la falta de proyectos refleja el desafío más amplio de atraer inversión al sector.

## Al este de Suez

Se prevé que la capacidad de refinación al este de Suez se expanda en unos sólidos 2,7 mb/d para 2030, impulsada por adiciones brutas superiores a 3,4 mb/d, de las cuales India y China representarán casi 1 mb/d cada una. El crecimiento de la India está impulsado por proyectos a gran escala, como Panipat, Barmer y Numaligarh, todos ellos destinados a satisfacer la creciente demanda.

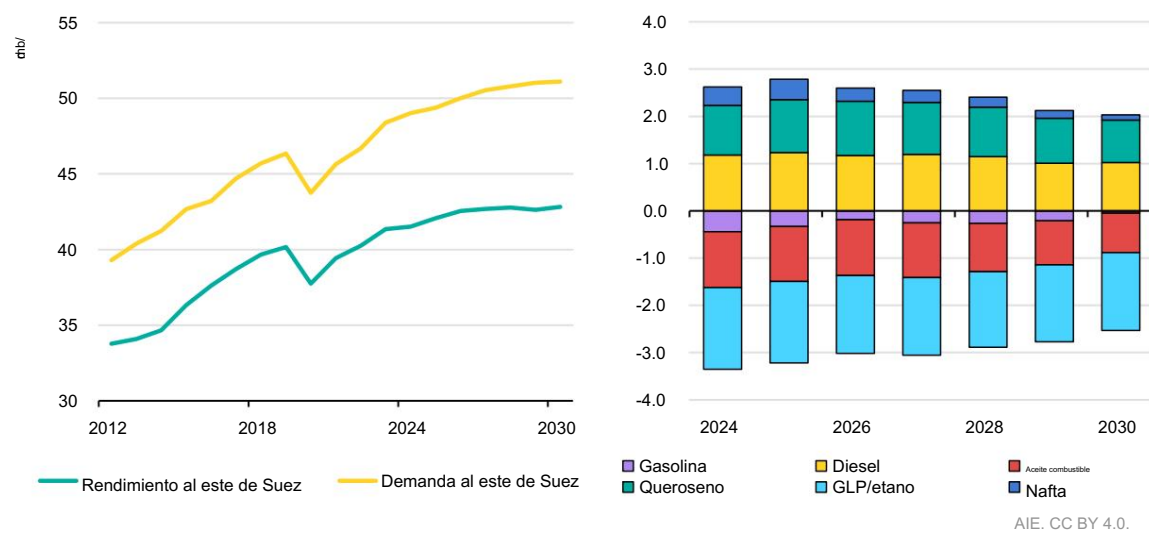
Demanda interna de combustible. El aumento de la capacidad de China se sustenta en refinerías de escala mundial centradas en la petroquímica, incluidas Yulong, Huajin y Fujian.

Flujos mundiales de crudo para cubrir el déficit de crudo asiático, 2020-2030



Sin embargo, la capacidad de refinación en la región aumentará tan solo 1,3 mb/d, justo por debajo del aumento de 1,4 mb/d en la demanda de productos refinados, que incrementa marginalmente el déficit de oferta. En términos más generales, incluyendo productos no refinados, el crecimiento total de la demanda de 2,1 mb/d se ve impulsado por el crecimiento de 1,2 mb/d del GLP y el etano, mientras que el consumo de crudo disminuye en 540 mb/d a medida que los países de Oriente Medio apuestan por el gas y las energías renovables en el sector eléctrico.

Rendimiento de las refinerías al este de Suez, demanda y balances netos de productos, 2012-2030



Se prevé que las tasas de utilización disminuyan 1,6 puntos porcentuales, hasta el 78,3%, con el surgimiento de una importante capacidad infrautilizada, especialmente en China. A pesar de añadir casi 1 mb/d de capacidad de refinación integrada orientada a la petroquímica, China verá aumentar su capacidad de refinación tan solo en 250 kb/d debido al debilitamiento de la demanda interna de combustibles para el transporte. En Oriente Medio, el crecimiento de la capacidad se moderará tras la reciente ola de megaproyectos, pero las expansiones previstas en Baréin, Irán e Irak seguirán generando 560 kb/d de adiciones netas. Para 2030, se espera que Oriente Medio contribuya con 300 kb/d adicionales al suministro mundial de productos refinados, consolidando aún más su papel como centro clave de refinación orientado a la exportación.

## Oriente Medio

Tras un período de rápida expansión de la capacidad de refinación entre 2020 y 2024, durante el cual Oriente Medio añadió más de 2,2 mb/d de capacidad neta, se prevé que el ritmo de crecimiento de la región se desacelere. Sin embargo, las inversiones estratégicas se mantienen firmes durante el horizonte de pronóstico, con un enfoque continuo en la seguridad regional del combustible, la competitividad de las exportaciones y el procesamiento de condensado. Para 2030, prevemos una capacidad de refinación neta adicional de 560 mb/d, distribuida prácticamente a partes iguales entre la destilación de crudo y la división de condensado.

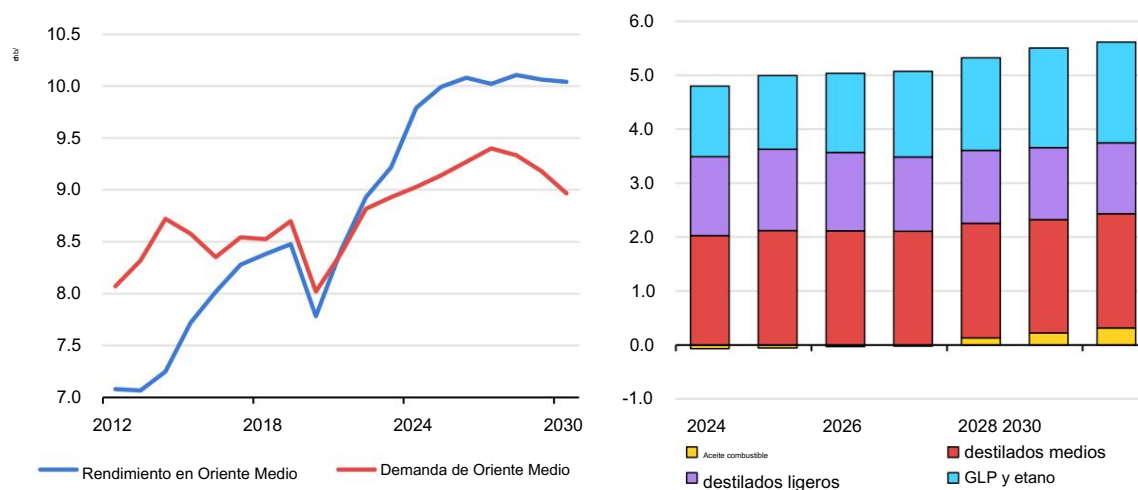
En Baréin, el Programa de Modernización de Bapco en curso en la refinería de Sitra incorporará una nueva unidad de distribución de combustible (CDU) de 225 kb/d que reemplazará una unidad anterior de 110 kb/d. Se prevé que las unidades de modernización asociadas estén completamente operativas para el primer trimestre de 2026, lo que permitirá un mayor rendimiento y una mejor calidad del producto. Se espera que la planta se centre más en el diésel y el combustible para aviones para la exportación.

La Compañía Nacional de Petróleo de Irán está llevando a cabo dos proyectos para aumentar su capacidad. Está previsto que el cuarto tren de 120 kb/d del separador de condensado Persian Gulf Star entre en funcionamiento en el cuarto trimestre de 2025. A esto le seguirá el lanzamiento del separador de condensado Siraf de 60 kb/d, que entrará en funcionamiento en el segundo trimestre de 2026. En conjunto, estos proyectos impulsarán la producción iraní de gasolina y otros productos ligeros, a la vez que aumentarán la flexibilidad en el procesamiento de condensado.

Omán experimentará un modesto aumento de capacidad gracias al último tramo de 30 kb/d de su proyecto de refinería de Duqm, cuya entrada en funcionamiento está prevista para el segundo semestre de 2025. Tras la inauguración de la planta orientada a la exportación a finales de 2023, esta incorporación marca la finalización del proyecto y facilitará la exportación de nuevos productos, en particular a África y Asia.

La Compañía de Refinerías del Sur de Irak está trabajando para poner en marcha la nueva refinería Dhi Qar, de 100 kb/d, cuya entrada en funcionamiento se prevé para 2028. También se incluyen otros dos proyectos de expansión de 70 kb/d, en Missan y Diwaniya, antes de 2030. Estos proyectos reducirán la dependencia de las importaciones de gasolina y diésel en Irak y satisfarán la creciente demanda interna, especialmente en los sectores del transporte y la energía. También se ejecutarán otros proyectos destinados a aumentar la producción nacional de destilados ligeros y medios, lo que reducirá la producción de fueloil, que se mantiene elevada.

### Actividad de refinería en Oriente Medio, demanda y saldos netos de productos, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

## Balances de crudo y productos

Oriente Medio seguirá siendo un exportador dominante tanto de petróleo crudo como de productos refinados durante el período de pronóstico. Se proyecta que las exportaciones netas de crudo y productos aumenten en 2,7 mb/d para alcanzar los 23,7 mb/d en 2030. El crecimiento está impulsado por la expansión constante de la exploración y producción (upstream) y el aumento de la capacidad de refinación a medida que proyectos importantes como Duqm y Jazan alcanzan su plena utilización. Se pronostica que las exportaciones netas de petróleo crudo crecerán en 1,8 mb/d para 2030, respaldadas por el aumento de la producción de crudo medio y pesado en Arabia Saudita, Irak y los Emiratos Árabes Unidos, y la disminución de 540 kb/d en el uso regional de crudo en la generación de energía para 2030. Las exportaciones netas de productos aumentarán en 860 kb/d, lideradas por el GLP, ya que el aumento de la producción regional de LGN impulsa las exportaciones en 560 kb/d. La disminución del consumo interno de fueloil eleva las exportaciones en 380 kb/d para 2030, mientras que las de diésel aumentan en 120 kb/d. Las exportaciones netas de gasolina y nafta disminuyen en 150 kb/d, lo que refleja un fuerte consumo interno que supera la oferta regional y la transición del rendimiento de refinación hacia el diésel y el combustible para aviones.

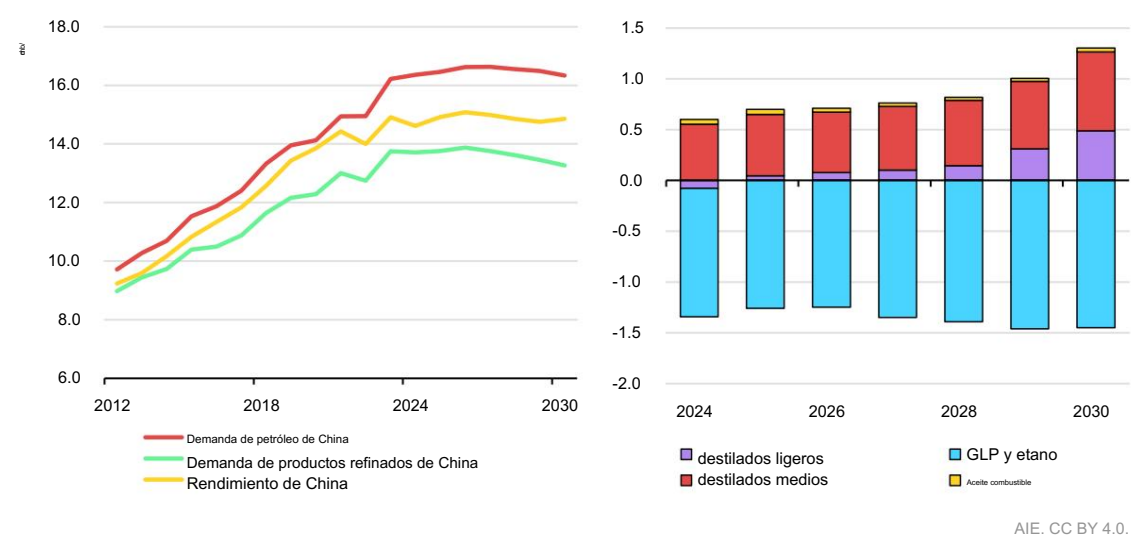
## Desafíos

Si bien el ritmo de expansión se ha desacelerado en comparación con el quinquenio anterior, Oriente Medio sigue siendo una fuente clave de crecimiento de la capacidad, consolidando su papel como centro de exportación de productos refinados y procesando crudos más pesados y ácidos mediante configuraciones mejoradas. El fuerte crecimiento de la demanda en la región afectará los volúmenes de exportación de destilados ligeros y combustible para aviones, mientras que el aumento de la oferta de crudo medio y pesado debería empezar a compensar las recientes inversiones en la mejora de la capacidad existente.

Porcelana

El panorama de refinación de China seguirá evolucionando hasta 2030, aunque sujeto a un mayor escrutinio regulatorio y ajustes estructurales más deliberados. El sector de refinación, en plena maduración, se centrará cada vez más en adaptarse a las políticas nacionales de transición energética, incluyendo la electrificación, las mejoras de eficiencia y el aumento de alternativas no petroleras. Tras un aumento repentino de las incorporaciones a gran escala durante la última década —que incluye Guangdong Petrochemical, Shenghong Petrochemical y Zhejiang—, la capacidad instalada del país ha aumentado a aproximadamente 18,5 mb/d y verá esa cifra aumentar a 19,5 mb/d para 2030. Con Pekín señalando un límite de capacidad cercano a los 20 mb/d, el crecimiento futuro dependerá en gran medida de centros complejos e integrados de refinería y petroquímica (de crudo a productos químicos), que se verán compensados por el cierre de operaciones pequeñas y menos eficientes. Se espera que durante el horizonte de pronóstico hasta 2030, China agregue 1,3 mb/d de capacidad de CDU nueva o ampliada, mientras que los cierres anunciados suman aproximadamente 400 kb/d.

Rendimiento de las refinerías chinas, demanda de productos y saldos netos de productos, 2012-2030



La mayor incorporación provendrá del complejo petroquímico Yulong de 400 kb/d en la provincia de Shandong, que comenzó sus pruebas en el segundo semestre de 2024. Las dos CDU de 200 kb/d del sitio se pusieron en servicio en el primer trimestre de 2025. Sin embargo, las tasas de procesamiento de crudo están restringidas a la espera de la puesta en marcha de las extensas unidades petroquímicas de la refinería. Esta instalación de escala mundial ejemplifica la transición de China hacia sistemas de refinación integrados verticalmente y centrados en la petroquímica. También en 2025, está previsto que entren en funcionamiento Quanzhou de Sinochem (60 kb/d), la expansión Daxie de CNOOC (130 kb/d) y la importante expansión Zhenhai Refining & Chemical de Sinopec (240 kb/d), lo que aumentará la capacidad en más de 400 kb/d en el centro y este de China. En 2026, también se espera que entre en funcionamiento el complejo Huajin (Panjin II) de 320 kb/d de Saudi Aramco y Norinco, lo que constituirá un pilar clave en la expansión downstream de Aramco en China. Más adelante,

La expansión Qilu Petchem de Sinopec (70 kb/d) y el proyecto Gulei Fase II de Sinopec/Fujian (320 kb/d) están programados para 2028 y 2030, respectivamente.

Estos siguen el modelo de centros de gran escala que transforman crudo en productos químicos, fundamentales para la estrategia de refinación de China. Estas ampliaciones de capacidad respaldan el rápido cambio en el rendimiento de las refinerías chinas, necesario para reforzar la transición del país hacia la producción de materias primas petroquímicas y el abandono de los combustibles tradicionales para el transporte. A partir de los niveles actuales, prevemos un aumento del 3,6% en el rendimiento de la nafta, con una disminución correspondiente en el de la gasolina. De igual forma, el rendimiento del queroseno se incrementa un 1,2% a expensas del diésel.

Para compensar estas adiciones, el gobierno sigue impulsando el cierre de refinerías pequeñas e ineficientes en Shandong. Tres refinerías independientes —Wudi Xinyue, Dongfang Hualong y Shouguang Luqing— cerrarán entre 2026 y 2028, lo que representa una pérdida de capacidad de 170 kb/d. Otros cierres incluyen Daqing Zhonglan de Sinochem (50 kb/d) y la planta WEPEC de Dalian de CNPC, que retirará dos CDU con una capacidad total de 200 kb/d en 2025. Estos cierres, si bien significativos, son insignificantes comparados con la escala y la complejidad de las nuevas adiciones de capacidad.

## Balances de crudo y productos

China seguirá siendo el mayor importador neto de crudo del mundo a mediano plazo, pasando de 10,5 mb/d en 2024 a 11 mb/d en 2030. Esto refleja tanto la caída de la producción nacional de crudo como el aumento de la capacidad de refinación de 14,6 mb/d a 14,9 mb/d durante el mismo período. Esto marca una desaceleración de la tendencia a largo plazo de rápido aumento de las importaciones de crudo.

Se prevé que las importaciones de etano y GLP aumenten de 1,3 mb/d en 2024 a cerca de 1,5 mb/d en 2030. Las importaciones de nafta se estabilizarán en cerca de 400 kb/d, con una oferta interna considerablemente mayor a expensas de la producción de gasolina.

Sin embargo, la contracción de la demanda interna de gasolina impulsará el potencial de exportación hacia finales de la década. A pesar de la supuesta transición hacia la producción de combustible para aviones, que estabilizará las exportaciones de este combustible en los niveles actuales, una disminución de la demanda de diésel de casi 430 kb/d para 2030 eleva las exportaciones de diésel de unos 200 kb/d en 2024 a 450 kb/d para finales de la década.

## Desafíos

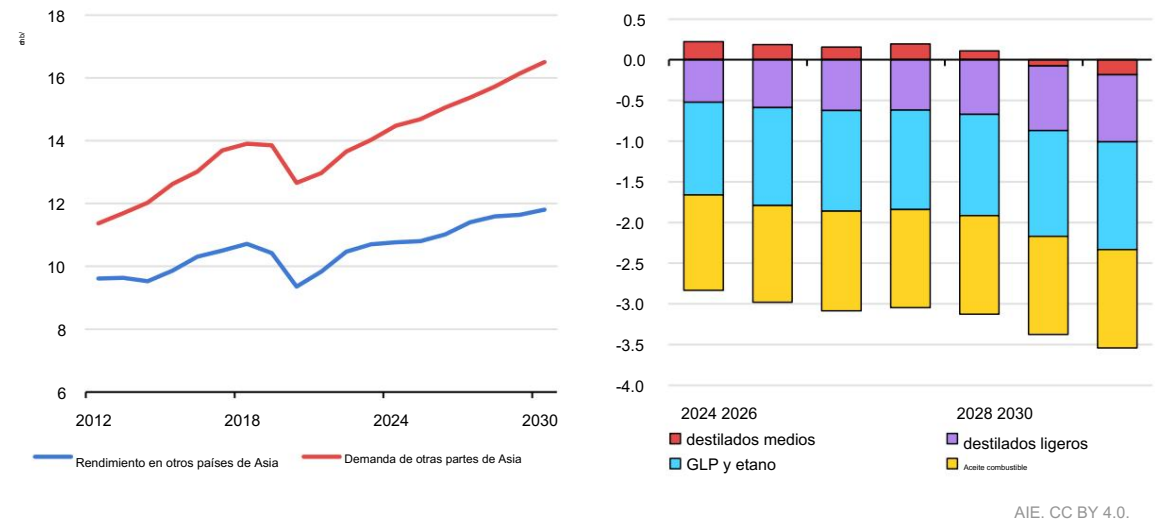
Ante la menor demanda interna de combustible para el transporte y la continua ampliación de la capacidad de las refinerías, se prevé que las tasas de utilización se mantengan bajo presión. En 2024, la utilización nacional de las refinerías promedió alrededor del 79 %. Prevemos que disminuirá aún más, hasta el 76 %, a medida que disminuya la demanda de combustible para el transporte. Históricamente, las refinerías chinas han dependido de cuotas de exportación de productos limpios de alrededor de 40 Mt/año (880 kb/d) para gestionar el excedente de producción, y las exportaciones de diésel y gasolina experimentaron un fuerte aumento en 2022-23 durante los períodos de márgenes favorables. Suponemos que estos volúmenes...

Persisten, ya que las refinerías buscan capitalizar la creciente demanda de importaciones en el Sudeste Asiático. Para finales de la década, la capacidad de refinación de China podría acercarse al límite de 20 mb/d, con nuevas incorporaciones que requieran cierres en otros lugares. Esto refleja el cambio estratégico de China, que ha pasado de los combustibles para el transporte a grandes complejos integrados de crudo y productos químicos, y la racionalización de su fragmentada capacidad nacional.

Otros países de Asia

Se espera que la capacidad de refinación en el resto de Asia aumente en 1,3 mb/d para alcanzar 14,3 mb/d en 2030, impulsada casi en su totalidad por grandes proyectos de expansión en la India. La región experimentará adiciones brutas de 1,4 mb/d, parcialmente compensadas por 170 mb/d de cierres. Si bien el crecimiento de la capacidad en la región respalda un aumento previsto de 1 mb/d en la capacidad de procesamiento de las refinerías, se espera que las refinerías más antiguas y pequeñas de la región enfrenten dificultades ante la creciente competencia de Oriente Medio. Se prevé que esto afecte el crecimiento de la producción regional de crudo, aunque sigue siendo insuficiente para satisfacer plenamente el aumento de 1,8 mb/d en la demanda regional de productos refinados.

Operaciones de refinería en otros países de Asia, demanda y saldos netos de productos, 2012-2030



A diferencia de China, donde el crecimiento de la capacidad se está desacelerando debido a las limitaciones políticas y la saturación de la demanda, India continúa expandiéndose agresivamente para satisfacer la creciente demanda interna de combustible y consolidar su posición como centro regional de refinación y exportación de productos, representando casi 1 mb/d de nueva capacidad. Gran parte de esta nueva capacidad prioriza la integración química, lo que reduce la flexibilidad para satisfacer la demanda de diésel y gasolina. El aumento de la capacidad del país está dominado por varias mejoras en las refinerías. La importante expansión de la refinería de Panipat añadirá 200 kb/d, con inicio de operaciones programado para 2026. En otros lugares, se esperan aumentos de capacidad en Numaligarh (+120 kb/d), Koyali (+80 kb/d) y Bina (+60 kb/d). También incluimos

Aumento de 180 kb/d en Nagapattinam, aunque no antes de 2030, junto con mejoras menores en Bombay, Digboi y Kochi. La refinería Barmer de 180 kb/d, el único proyecto totalmente nuevo en el pronóstico, está programada para entrar en funcionamiento en 2026. En la refinería de Barauni se instalará una nueva unidad de refinación centralizada (CDU) de 130 kb/d para reemplazar la antigua de 70 kb/d. Se espera que las ampliaciones de capacidad solo en 2026 alcancen los 680 kb/d, lo que lo convierte en el año de mayor crecimiento de la refinación en India en más de una década.

En otras partes de la región, las ampliaciones tienen como objetivo satisfacer la demanda local. Indonesia En 2026, Balikpapan añadirá 100 kb/d de capacidad. En Tailandia, Thai Oil está modernizando su planta de Sriracha, reemplazando unidades de crudo antiguas por una nueva unidad de tratamiento de crudo (CDU) de 200 kb/d para 2028, lo que resultará en una adición neta de 105 kb/d. La refinería Hengyi Petrochemical de Brunei avanza en la segunda fase de la adición de 55 kb/d en su planta de Pulau Muara Besar, prevista para 2029. Mongolia también avanza con la construcción de su primera refinería de Sainshand, de 30 kb/d, programada para 2029.

## Balances de crudo y productos

Se prevé que las necesidades de importación de crudo en el resto de Asia aumenten en 1,4 mb/d hasta alcanzar los 9,9 mb/d en 2030, lo que la convierte en la segunda región con mayor dependencia de las importaciones a nivel mundial, después de China. India, principal motor de crecimiento, continúa buscando la adquisición de crudos con ventajas de costo, reemplazando una parte importante de los grados de Oriente Medio con 1,8 mb/d de importaciones de crudo ruso en 2024, incluso cuando el descuento de los Urales frente al crudo de referencia de Dubái se redujo. Las crecientes necesidades de crudo de la región se cubrirán mediante un mayor flujo de entrada de crudo desde la Cuenca Atlántica, así como desde Oriente Medio, que se beneficia de su mayor proximidad y de sus vínculos contractuales consolidados.

A pesar de este aumento de la capacidad regional y del aumento de las importaciones de crudo, se proyecta que la región de Asia Occidental se enfrentará a un creciente déficit de productos refinados. Los requisitos netos de importación de productos aumentan en 1 mb/d a 3,5 mb/d durante el período de pronóstico. Los destilados medios experimentan el mayor cambio, pasando de un superávit de 220 kb/d en 2024 a un déficit de 180 kb/d para 2030. El déficit regional de gasolina se amplía en alrededor de 110 kb/d junto con un deterioro de 200 kb/d en los balances de nafta, a medida que aumentan los requisitos de materia prima petroquímica. En otros lugares, la demanda de cocinas limpias respalda un aumento de 270 kb/d en la demanda de GLP que impulsa las necesidades regionales de importación por encima de 1,2 mb/d para 2030. La dependencia de la importación de fueloil sigue siendo alta, especialmente en Singapur, el principal centro mundial de abastecimiento de combustible marino.

## Desafíos

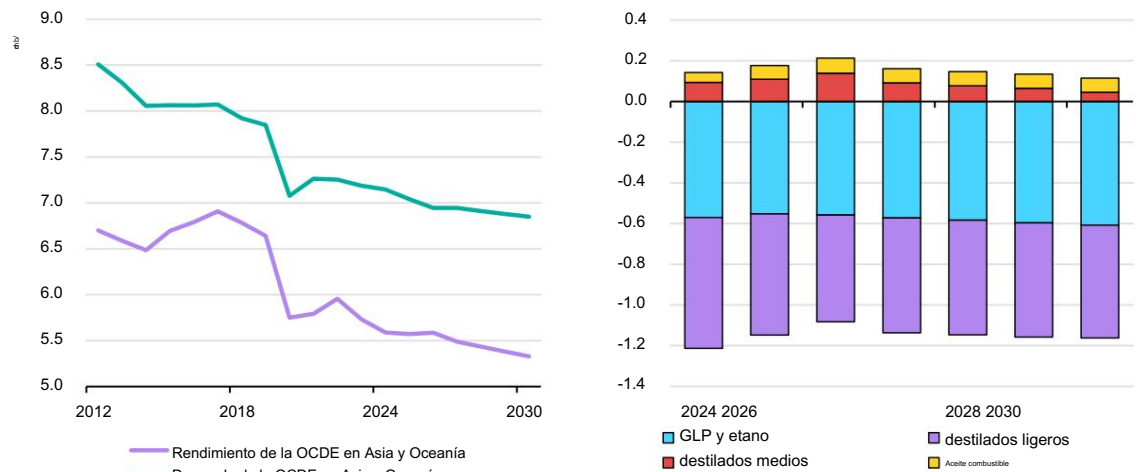
El resto de Asia se convirtió en el mayor importador neto de productos refinados en 2024, superando a África. El fuerte crecimiento de la demanda, en particular de combustibles para el transporte y materias primas petroquímicas, sigue superando la producción de refinación, lo que impulsa las necesidades de importación de productos en casi 1 mb/d para 2030. A pesar de las constantes ampliaciones de capacidad, principalmente en India,

La región enfrenta necesidades de importación estructurales y crecientes y persistentes, con una dependencia de las importaciones de crudo que también aumenta en 1,4 mb/d.

## OCDE Asia Oceanía

Se prevé que la capacidad de destilación de la OCDE Asia Oceanía se mantenga sin cambios hasta 2030. Esto refleja la falta de anuncios desde el último cierre regional de la refinería Yamaguchi de 120 kb/d en Japón en 2024. Sin embargo, la disminución de 300 kb/d en la demanda regional de productos refinados para 2030 afectará las tasas de utilización y, en consecuencia, hemos reducido el pronóstico de rendimiento de crudo en 260 kb/d. Se espera que tanto Corea como Japón vean una caída combinada de las corridas de crudo de 240 kb/d hasta 2030, a pesar de que ambos países mantienen la necesidad de importar materias primas petroquímicas. El inicio de la expansión petroquímica Shaheen de S-Oil en la planta de Onsan en Corea aumentará la demanda de materias primas, incluso si la demanda de combustible para el transporte se contrae.

OCDE: Operaciones de refinería, demanda y balances netos de productos en Asia y Oceanía, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

## Saldos de crudo y productos

Se prevé que las necesidades de importación de crudo en la región Asia-Oceanía de la OCDE disminuyan en 200 kb/d hasta 2030, ya que la producción upstream resulta más duradera que la demanda de productos refinados y la capacidad de procesamiento de crudo. Las necesidades de importación de productos refinados se mantienen estables, en torno a los 650 kb/d, aunque con una fuerte tendencia hacia el GLP y la nafta, materias primas clave para las industrias petroquímicas de Japón y Corea. La disminución de la demanda de gasolina y diésel reduce ligeramente la necesidad de exportar excedentes, principalmente desde Japón.

## Desafíos

La capacidad de refinación en la región Asia-Oceanía de la OCDE sigue teniendo dificultades para competir con la capacidad más moderna y compleja de otras partes de Asia. La erosión estructural de la demanda, el envejecimiento de los activos y la limitada reinversión agravan el problema. Japón ha suspendido por ahora la eliminación gradual de la capacidad obsoleta, mientras que Nueva Zelanda ha abandonado por completo la refinación. Si bien Corea mantiene un sector de refinación sólido y orientado a la exportación, la región en su conjunto está reorientando su enfoque hacia la integración petroquímica, la eficiencia energética y los combustibles alternativos. Estos cambios estructurales están reforzando la dependencia de la región Asia-Oceanía de la OCDE de los productos refinados importados.

# Líquidos de gas natural

## Resumen global

### El crecimiento constante de la oferta satisface la creciente demanda al este de Suez

El creciente suministro mundial de líquidos de gas natural (LGN)<sup>1</sup> desempeña un papel fundamental en la demanda según nuestras perspectivas a medio plazo. El rápido aumento de la producción de los yacimientos de gas natural y las fuentes de gas asociadas se destina a fuentes clave para la industria petroquímica, como el etano, el gas licuado de petróleo (GLP) y los pentanos plus (C5+) o la nafta, así como a la mezcla de gasolina, la cocina y la calefacción. Los proyectos petroleros upstream que involucran yacimientos más ligeros y gaseosos, especialmente en América del Norte y Oriente Medio, incrementarán la producción de LGN en 2,0 mb/d en el período 2024-30, hasta alcanzar los 15,5 mb/d, lo que representa casi el 50 % del aumento total de la oferta mundial durante este período.

La industria envía la gran mayoría de estos flujos a unidades de fraccionamiento, muchas veces centralizadas para reducir costos, donde se separan en sus componentes.

Sin embargo, alrededor del 10% de los LGN producidos se utilizan directamente, principalmente en el refinado y generalmente mezclándolos con crudo o betún.

Los productores petroquímicos han invertido en nueva capacidad para aprovechar la creciente disponibilidad de materias primas de bajo costo, en particular el etano y el GLP. La abundancia de GLP también permitirá un mayor uso para la cocina limpia en las regiones en desarrollo.

La competencia de estas materias primas será un factor importante que marginará el papel de la industria de refinación en el abastecimiento de la demanda petroquímica hasta 2030.

La demanda de etano, una materia prima petroquímica esencial, aumentará en 610 kb/d hasta alcanzar los 5,2 mb/d para 2030. Estados Unidos, el mayor productor y consumidor mundial, experimentará un aumento continuo de la producción que impulsará tanto la mayor demanda interna como las exportaciones a clientes asiáticos y europeos. El aumento de la oferta en Oriente Medio impulsará principalmente la expansión del uso industrial regional.

El consumo total de GLP aumentará en 1,3 mb/d, hasta alcanzar los 11,8 mb/d, entre 2024 y 2030, impulsado por una mayor demanda de productos petroquímicos, pero también por un mayor uso en calefacción y cocinas limpias. La demanda al este de Suez se expande en 820 mb/d, hasta alcanzar los 6,6 mb/d, lo que representa más del 65 % del aumento global, liderado por China e India. La demanda de la Cuenca Atlántica está impulsada por África y Estados Unidos. Canadá, Estados Unidos y Oriente Medio seguirán dominando las exportaciones mundiales de GLP hasta 2030.

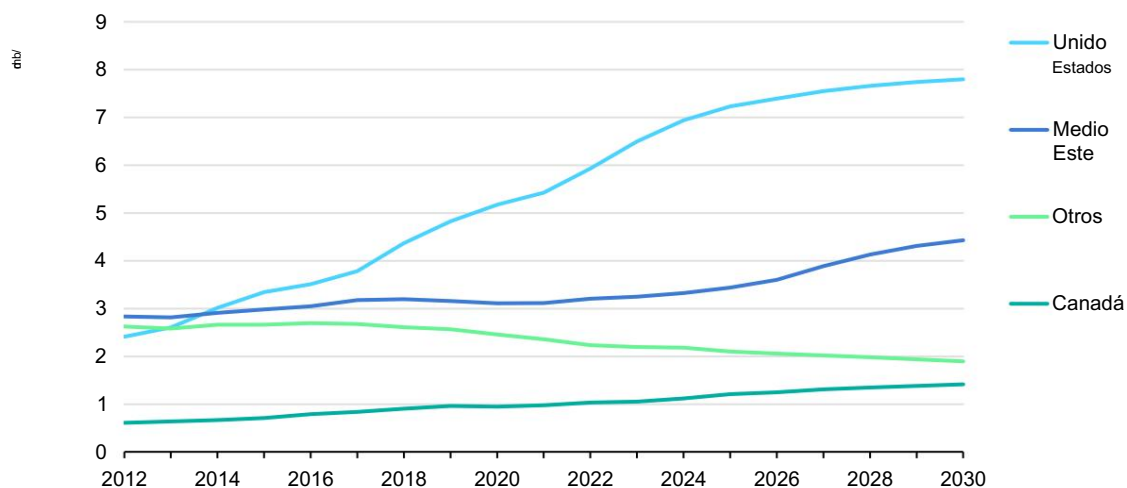
---

<sup>1</sup> Los LGN de esta sección no incluyen ningún condensado, incluso para los países de la OPEP+

## El crecimiento de la oferta está impulsado por América del Norte y Oriente Medio

La producción de LGN ha aumentado de forma constante durante la última década, lo que refleja el auge de la oferta proveniente de reservas no convencionales, así como de proyectos upstream con yacimientos de crudo más ligeros y gaseosos, y yacimientos de gas más húmedos, especialmente en Norteamérica. El fraccionamiento de LGN en la boca del pozo o cerca de ella produce etano, propano, butanos y fracciones más pesadas, como pentanos plus (C5+).

Producción mundial de LGN, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

Entre 2014 y 2024, la producción mundial de LGN aumentó en 4,3 mb/d, alcanzando los 13,6 mb/d. En 2030, la producción de LGN aumentará otros 2,0 mb/d, hasta alcanzar los 15,5 mb/d, con una desaceleración del crecimiento anual promedio del 2,3 % durante el período previsto, frente al 3,9 % registrado durante la década anterior.

Estados Unidos, Arabia Saudita y Canadá dominan el suministro mundial de LGN: los tres países representan el 84 % de la producción en la actualidad y aumentarán al 88 % en 2030. Solo Estados Unidos tiene una abrumadora participación de mercado del 51 %, y se prevé que su producción aumente de 6,9 mb/d en 2024 a 7,8 mb/d en 2030 (+860 kb/d).

La producción canadiense aumentará en 300 kb/d, de 1,1 mb/d a 1,4 mb/d durante ese período.

A pesar del aumento de la oferta en ambos países, la participación de América del Norte en la producción mundial se mantiene sin cambios hasta 2030 en alrededor del 60 %. Oriente Medio aumentará su participación del 25 % al 29 % durante el mismo período a medida que la producción se expande en 1,1 mb/d a 4,4 mb/d. La producción de Arabia Saudita aumentará a 2 mb/d para 2030, desde 1,4 mb/d en 2024, respaldada por inversiones en gas natural y campos no convencionales. El suministro adicional también provendrá de la construcción de proyectos de gas natural y GNL en los Emiratos Árabes Unidos (+210 kb/d) y Qatar (+190 kb/d). Por el contrario, la caída de la producción en Asia y Europa (-110 kb/d, cada uno) reducirá sus modestas participaciones en un 1 %, al 3 % en Asia y al 1 % en Europa. Sin embargo, la demanda de etano y GLP en las dos regiones aumentará hasta 2030, lo que incrementará sus requisitos de importación.

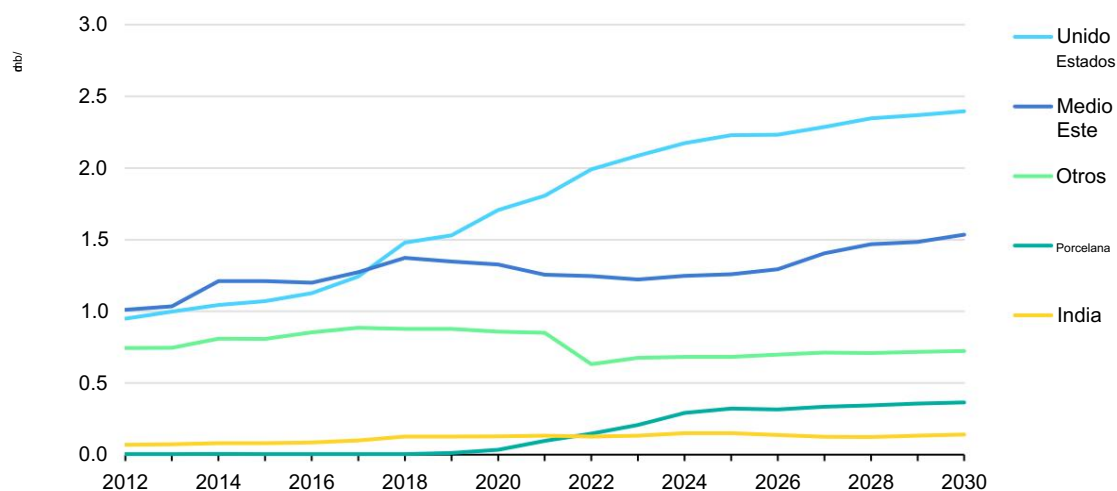
## Mercados de etano

### Los mercados mundiales de etano mantienen su dependencia de Estados Unidos

El mercado mundial del etano presenta una estructura de oferta y demanda consolidada, con una demanda generalmente limitada por la oferta fuera de Estados Unidos y Oriente Medio. Estados Unidos domina la producción mundial con un amplio excedente de volúmenes extraíbles de gas natural de bajo coste y en constante crecimiento. Esto lo convierte en el principal exportador y consumidor mundial de etano, superando ampliamente a otros grandes consumidores, como Oriente Medio, Canadá, China e India.

Los países de Oriente Medio son autosuficientes, utilizando etano de su propia producción de gas. Sin embargo, China, Europa e India, y en menor medida Canadá, dependen de las importaciones de etano estadounidense. Esta situación cambiará poco hasta 2030, aunque el aumento de la producción de gas en Oriente Medio proporcionará etano adicional para satisfacer la creciente demanda local.

#### Demanda mundial de etano, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

La demanda total de etano aumenta en 610 kb/d entre 2024 y 2030, alcanzando los 5,2 mb/d. Oriente Medio liderará el crecimiento de la demanda, con el desarrollo de proyectos que reflejan en gran medida los aumentos previstos en la producción de gas natural. La demanda regional aumentará en 290 kb/d, hasta alcanzar los 1,5 mb/d en el período 2024-30, liderada por Arabia Saudí (+160 kb/d a 710 kb/d), Catar (+100 kb/d a 250 kb/d) y los Emiratos Árabes Unidos (+40 kb/d a 230 kb/d). La demanda europea se verá ligeramente impulsada por una nueva planta de craqueo de etano en Bélgica hacia el final del período de pronóstico, mientras que el consumo en Rusia e India se mantendrá prácticamente sin cambios. La demanda china aumenta más lentamente tras un fuerte período de crecimiento que elevó la demanda a 290 kb/d en 2024. Aumentará otros 75 kb/d durante el

período de pronóstico, para alcanzar 365 kb/d en 2030. En América del Norte, la demanda estadounidense aumentará en 220 kb/d a 2,4 mb/d en 2030, mientras que Canadá se estanca en 240 kb/d en ausencia de nuevos proyectos.

Se prevé que la producción estadounidense de etano aumente en 380 kb/d con respecto al pronóstico, hasta alcanzar los 3,1 kb/d en 2030, lo que incrementará los volúmenes disponibles para la exportación de 520 kb/d a 680 kb/d. Las obligaciones de licencias de exportación anunciadas recientemente por EE. UU. a China podrían afectar esta perspectiva. El crecimiento de las exportaciones estadounidenses compensa el creciente déficit en China y Europa para 2030. El aumento de la producción en Canadá reduce el déficit neto del país en 70 kb/d, a 25 kb/d en 2030.

La capacidad de almacenamiento de etano alcanzó los 162 MB en Estados Unidos en 2024, según Argus Media, lo que cubre aproximadamente 60 días de suministro para este exportador neto. El almacenamiento canadiense de 26 MB cubre aproximadamente 108 días de demanda, y los 11,5 MB de China (que aumentarán a 12,8 MB en 2025) cubren 39 días de la demanda actual.

## Mercados de GLP

### La abundante oferta mundial de GLP respalda el crecimiento de la demanda

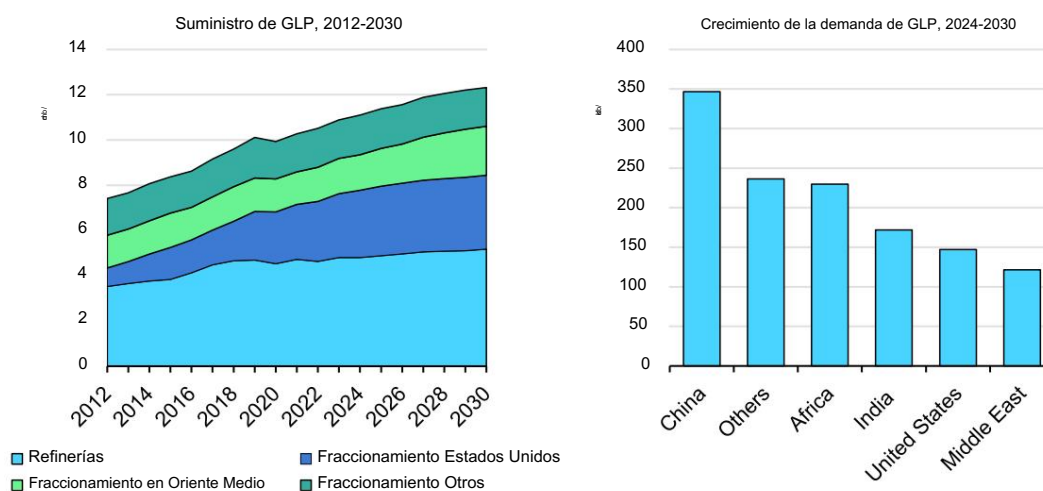
La oferta de GLP sigue siendo abundante, lo que afecta a los precios en comparación con los productos petrolíferos refinados de la competencia y continúa impulsando un fuerte crecimiento de la demanda, como lo ha hecho en los últimos años. La demanda mundial de GLP aumentará en 1,3 mb/d, hasta alcanzar los 11,8 mb/d, entre 2024 y 2030. Actualmente, alrededor del 43% del GLP proviene de refinerías y el resto del fraccionamiento de LGN. Los GLP incluyen propano, butano normal e isobutano. El GLP se utiliza para cocinar y calefacción (47%), como materia prima petroquímica (30%), en la industria (9%), combustibles para el transporte (6%) y en el sector energético (6%). El creciente uso en petroquímicos, cocina y calefacción impulsará el crecimiento de la demanda hasta 2030.

La mayor parte del incremento en el suministro de GLP proviene del fraccionamiento de LGN, que se prevé que aumente en 850 kb/d hasta alcanzar los 7,1 mb/d para 2030. Los aumentos se concentran en Oriente Medio (+600 kb/d hasta 2,2 mb/d) y Norteamérica (+400 kb/d hasta 4,1 mb/d). Tan solo Arabia Saudí aumenta la producción de fraccionamiento en +390 kb/d hasta 1,0 mb/d. Las refinerías representan solo el 30 % del incremento en el suministro durante el período 2024-2030, con un aumento de 370 kb/d hasta alcanzar los 5,2 mb/d. Casi la totalidad de este suministro adicional de refinerías surge de nueva capacidad en China y la India, mientras que la producción europea cae debido al cierre de plantas.

Los mercados al este de Suez representan dos tercios del crecimiento total de la demanda, con un aumento de 820 kb/d durante el período de pronóstico, hasta alcanzar los 6,6 mb/d. De este total, el consumo de China aumenta en 350 kb/d, hasta alcanzar los 2,7 mb/d, lo que eleva su participación en la demanda mundial del 22 % al 23 %. Le sigue India con un aumento de 170 kb/d, hasta alcanzar los 1,0 mb/d, impulsado por la nueva capacidad petroquímica y el creciente uso residencial, especialmente en la cocina limpia.

El consumo de GLP en Oriente Medio aumentará en 120 kb/d, hasta alcanzar los 790 kb/d, para 2030, impulsado principalmente por Arabia Saudí (+64 kb/d). En África, la rápida expansión del uso de GLP para calefacción y cocina impulsa su consumo en 230 kb/d, hasta alcanzar los 860 kb/d. La demanda en el norte y el oeste de África aumenta en 90 kb/d, hasta alcanzar los 540 kb/d y los 220 kb/d, respectivamente, mientras que en el resto de África el consumo se duplica, hasta alcanzar los 100 kb/d. La demanda en América del Norte aumenta en 150 kb/d, hasta alcanzar los 1,9 kb/d, casi exclusivamente en Estados Unidos. El consumo europeo de GLP se estancará en alrededor de 1,1 mb/d hasta 2030, mientras que el uso en Eurasia aumentará un 11%, a 920 kb/d, a finales de la década.

## Oferta y demanda mundial de GLP



AIE. CC BY 4.0.

El crecimiento estable de la demanda al este de Suez, especialmente en Asia, continúa atrayendo suministros de GLP de los principales países exportadores. El GLP disponible para exportación desde Estados Unidos y Canadá alcanza los 2,6 mb/d, un aumento de 310 kb/d en el período 2024-30, mientras que las exportaciones de Oriente Medio crecen 490 kb/d, hasta poco más de 1,7 mb/d. En conjunto, estos exportadores representan el 92 % de las exportaciones mundiales, cifra que aumentará al 95 % en 2030. Los masivos flujos de exportación ayudan parcialmente a compensar el creciente déficit en Asia (de -2,6 mb/d en 2024 a -2,9 mb/d en 2030), África (de -340 kb/d a -570 kb/d) y Europa (de -480 kb/dt). El déficit de suministro de China aumenta en 110 kb/d a -1,1 mb/d, mientras que el déficit de la ASEAN se amplía en 120 kb/d a -590 kb/d.

La capacidad mundial de almacenamiento de GLP alcanzó los 709 mb en 2024, según datos de Argus Media, lo que cubre casi 70 días de demanda global. Norteamérica representa el 50 % del almacenamiento mundial, con una capacidad de 354 mb, de los cuales el 41 % se encuentra en Estados Unidos (295 mb), el 6 % (44 mb) en Canadá y el 2 % en México (15 mb). El almacenamiento en Europa asciende a 49 mb, lo que equivale a 45 días de demanda. La capacidad en Asia y Oceanía (miembros de la OCDE) fue de 71 mb en 2024, equivalente a 92 días de demanda. Japón representa más de dos tercios de la capacidad de la región, con 48 mb, lo que representa 121 días de demanda, mientras que Corea posee el 23 % (16 mb), lo que cubre 49 días de demanda. Oriente Medio.

Representa el 7% de la capacidad global, o 52 MB, lo que cubre 77 días de demanda regional. China, el segundo mayor consumidor de GLP, posee el 11% de la capacidad mundial de almacenamiento, o 78 MB, equivalente a 33 días de demanda. Según Argus Media, en los próximos años se instalarán 4,8 MB adicionales de capacidad en China. India también aumentará su capacidad en 1,4 MB, desde los 11 MB actuales, mientras que Brasil añadirá 0,8 MB.

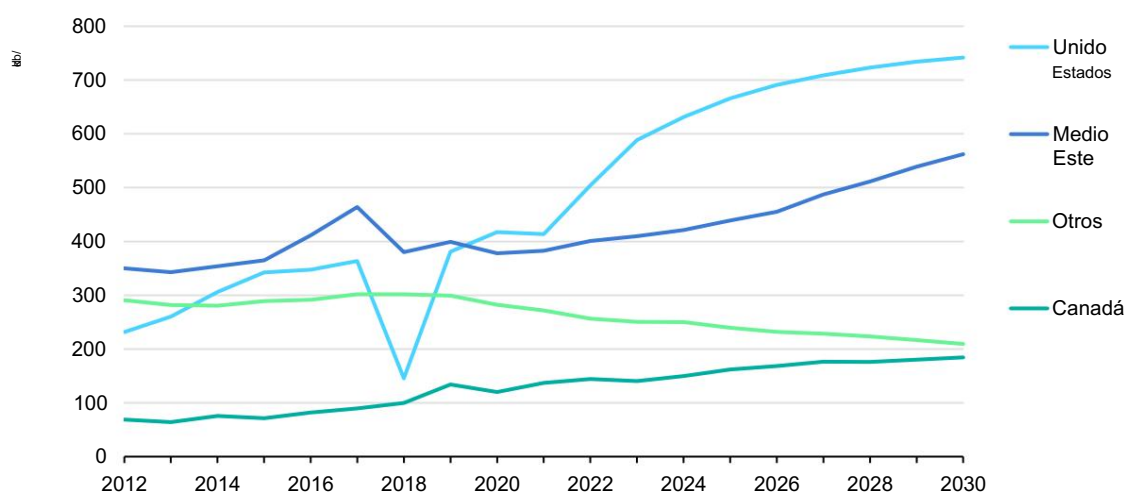
La capacidad europea aumentará marginalmente (+0,4 mb).

## Mercados C5+

### El aumento del fraccionamiento de NGL impulsa el suministro de nafta/C5+

La demanda mundial de nafta se satisface con el suministro tanto de refinación como de fraccionamiento de NGL. El que produce una mezcla de moléculas, denominada C5+ y, a veces, gasolina natural, que son más pesadas que el butano y similares a la nafta. La mayor parte de la producción de nafta proviene de refinerías (que aumentará de 8,1 mb/d a 8,9 mb/d en 2024-30). Se prevé que el suministro de C5+ aumente en 250 kb/d hasta 1,7 mb/d al final del pronóstico. La producción se destina a las necesidades de refinación y mezcla, pero también se mezcla directamente con el suministro de crudo. Por ejemplo, el año pasado en Estados Unidos, el 45 % del C5+ se transfirió al flujo de crudo, alrededor del 30 % se destinó directamente a refinerías y mezcladoras, mientras que el resto se exportó a otros lugares como nafta.

C5+ global proveniente del fraccionamiento, 2012-2030



AIE. CC BY 4.0.

La mayor parte del C5+ mundial se produce en Estados Unidos y Canadá, donde la oferta aumenta de 630 kb/d a 740 kb/d y de 150 kb/d a 180 kb/d, respectivamente, entre 2024 y 2030, lo que representa un aumento combinado de 140 kb/d. Oriente Medio representa otros 140 kb/d del aumento mundial, alcanzando los 560 kb/d para 2030.

Tablas

| Tabla 1<br>OFERTA Y DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO<br>(millones de barriles por día) |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                                                                   | 2021 | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
| DEMANDA DE LA OCDE                                                                |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Américas                                                                          | 24.0 | 24.7  | 25.0  | 24.9  | 25.0  | 24.9  | 24.9  | 24.7  | 24.5  | 24.4  |
| Europa                                                                            | 13,1 | 13,6  | 13,5  | 13,5  | 13,5  | 13.4  | 13.2  | 13.0  | 12.9  | 12.7  |
| Asia Oceanía                                                                      | 7,3  | 7,3   | 7,2   | 7,2   | 7,1   | 7.0   | 7.0   | 7.0   | 6.9   | 6.9   |
| Total OCDE                                                                        | 44,4 | 45,6  | 45,7  | 45,7  | 45,6  | 45.3  | 45.1  | 44.7  | 44.4  | 44.0  |
| DEMANDA NO OCDE                                                                   |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Eurasia                                                                           | 4.7  | 4.7   | 4.7   | 4.7   | 4.7   | 4.8   | 4.9   | 4.9   | 5.0   | 5.0   |
| Europa                                                                            | 0,7  | 0,8   | 0,8   | 0,8   | 0,8   | 0,8   | 0,8   | 0,8   | 0,9   | 0,9   |
| Porcelana                                                                         | 15,2 | 15,2  | 16,5  | 16,6  | 16,7  | 16,9  | 16,9  | 16,9  | 16,8  | 16,7  |
| Otros países de Asia                                                              | 13.3 | 14.1  | 14.5  | 15.0  | 15.3  | 15.7  | 16.1  | 16.4  | 16.9  | 17.3  |
| América Latina                                                                    | 5.9  | 6.2   | 6.3   | 6.4   | 6.5   | 6.6   | 6.7   | 6.8   | 7.0   | 7.1   |
| Oriente Medio                                                                     | 8.6  | 9.1   | 9.2   | 9.2   | 9.4   | 9.5   | 9.6   | 9.6   | 9.4   | 9.2   |
| África                                                                            | 4.4  | 4.5   | 4.6   | 4.6   | 4.8   | 4.9   | 5.0   | 5.2   | 5.3   | 5.4   |
| Total no OCDE                                                                     | 52,9 | 54,4  | 56,5  | 57,4  | 58,2  | 59,2  | 60,1  | 60,7  | 61,2  | 61,5  |
| Demanda total1                                                                    | 97,4 | 100,0 | 102,2 | 103,0 | 103,8 | 104,5 | 105,1 | 105,4 | 105,6 | 105,5 |
| OFERTA DE LA OCDE                                                                 |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Américas                                                                          | 24.4 | 25.8  | 27.5  | 28.3  | 28.9  | 29.0  | 29.3  | 29.3  | 29.2  | 29.2  |
| Europa                                                                            | 3.4  | 3.2   | 3.2   | 3.2   | 3.3   | 3.3   | 3.1   | 3.1   | 2.9   | 2.7   |
| Asia Oceanía                                                                      | 0,5  | 0,5   | 0,5   | 0,4   | 0,4   | 0,4   | 0,4   | 0,4   | 0,4   | 0,4   |
| Total OCDE2                                                                       | 28,3 | 29,5  | 31,1  | 31,9  | 32,6  | 32,8  | 32,8  | 32,7  | 32,5  | 32,2  |
| OFERTA FUERA DE LA OCDE                                                           |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Eurasia                                                                           | 13.8 | 13,9  | 13,8  | 13,5  | 13,6  | 13,7  | 13,7  | 13,6  | 13,5  | 13,5  |
| Europa                                                                            | 0,1  | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   | 0,1   |
| Porcelana                                                                         | 4.1  | 4.2   | 4.3   | 4.3   | 4.4   | 4.4   | 4.4   | 4.3   | 4.3   | 4.2   |
| Otros países de Asia                                                              | 2.9  | 2.7   | 2.7   | 2.6   | 2.6   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.4   |
| América Latina                                                                    | 5.3  | 5.7   | 6.2   | 6.4   | 6.8   | 7.2   | 7.3   | 7.7   | 7.8   | 7.6   |
| Oriente Medio                                                                     | 3,1  | 3,2   | 3,1   | 3,1   | 3,1   | 3,2   | 3,3   | 3,5   | 3,6   | 3,7   |
| África                                                                            | 2,5  | 2,5   | 2,5   | 2,5   | 2,5   | 2,5   | 2,6   | 2,6   | 2,5   | 2,4   |
| Total No-OCDE2                                                                    | 31,7 | 32,3  | 32,7  | 32,6  | 33,1  | 33,5  | 33,8  | 34,3  | 34,3  | 33,9  |
| Ganancias de procesamiento3                                                       | 2.2  | 2.3   | 2.4   | 2.4   | 2.4   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   |
| Biocombustibles globales                                                          | 2.8  | 2.9   | 3.1   | 3.4   | 3.5   | 3.7   | 3.8   | 3.9   | 4.0   | 4.1   |
| Total No-OPEP                                                                     | 65.0 | 66.9  | 69.4  | 70.3  | 71.6  | 72.4  | 72.8  | 73.4  | 73.2  | 72.7  |
| OPEP4                                                                             |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Crudo                                                                             | 25.4 | 27.7  | 27.4  | 27.2  |       |       |       |       |       |       |
| NGL                                                                               | 5.3  | 5.5   | 5.5   | 5.5   | 5.7   | 5.9   | 6.3   | 6.5   | 6.7   | 6.9   |
| Total Suministro                                                                  | 30.7 | 33.1  | 33.0  | 32.8  |       |       |       |       |       |       |
| Total OPEP                                                                        | 95.7 | 100.0 | 102.3 | 103.1 |       |       |       |       |       |       |
| Puntos de memorando:                                                              |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Llamada sobre el crudo de la OPEP + Stock ch.5                                    | 27.1 | 27.6  | 27.3  | 27.2  | 26.5  | 26.2  | 26.1  | 25.5  | 25.6  | 26.0  |

1 Medido como entregas de refinerías y existencias primarias, incluye entregas interiores, búnkeres marítimos internacionales, combustible de refinería, crudo para combustión directa, petróleo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro. Incluye biocombustibles.

2 Comprende petróleo crudo, condensados, LGN, petróleo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

3 Ganancias y pérdidas volumétricas netas en el proceso de refinación y pérdidas por transporte marítimo.

4 La OPEP incluye a los miembros actuales a lo largo de la serie temporal.

5 Demanda total menos oferta total de países no OPEP y LGN de la OPEP.

A los efectos de esta y las siguientes tablas:

- La OCDE está formada por Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Corea, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Países Bajos, Noruega, Nueva Zelanda, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, República de Turquía, Reino Unido, Estados Unidos.

- La OPEP está formada por Argelia, Congo, Guinea Ecuatorial, Gabón, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

| Tabla 1a                                                   |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| OFERTA Y DEMANDA MUNDIALES DE PETRÓLEO: CAMBIOS DESDE 2024 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| (millones de barriles por día)                             |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                                                            | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| DEMANDA DE LA OCDE                                         |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Américas                                                   | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.2  | 0.4  | 0.6  | 0.8  | 1.0  |
| Europa                                                     | 0.0  | 0.0  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.4  | 0.4  |
| Asia Oceanía                                               | 0.0  | 0.0  | -0.1 | -0.1 | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| Total OCDE                                                 | 0.0  | 0.0  | 0.2  | 0.2  | 0.3  | 0.6  | 0.8  | 1.0  | 1.2  |
| DEMANDA NO OCDE                                            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Eurasia                                                    | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.3 | -0.3 | -0.3 | -0.3 |
| Europa                                                     | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  |
| Porcelana                                                  | 0.1  | 0.1  | -0.5 | -0.8 | -0.8 | -0.9 | -1.1 | -1.2 | -1.4 |
| Otros países de Asia                                       | -0.1 | -0.1 | 0.1  | 0.0  | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| América Latina                                             | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.1  |
| Oriente Medio                                              | 0.2  | 0.2  | 0.2  | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.2  |
| África                                                     | 0.1  | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0.2  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.3  |
| Total no OCDE                                              | -0.1 | 0.0  | -0.4 | -0.7 | -0.8 | -0.7 | -0.9 | -1.0 | -1.2 |
| Demanda total                                              | -0.1 | 0.0  | -0.2 | -0.5 | -0.5 | -0.2 | -0.1 | 0.0  | 0.1  |
| OFERTA DE LA OCDE                                          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Américas                                                   | 0.1  | 0.1  | 0.2  | 0.1  | -0.1 | 0.0  | -0.1 | -0.2 | -0.3 |
| Europa                                                     | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -0.1 | 0.1  | 0.1  | 0.0  | 0.0  | -0.1 |
| Asia Oceanía                                               | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  |
| Total OCDE                                                 | 0.1  | 0.1  | 0.1  | 0.0  | 0.1  | 0.1  | -0.1 | -0.2 | -0.4 |
| OFERTA FUERA DE LA OCDE                                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Eurasia                                                    | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -0.1 | -0.2 | -0.1 | -0.2 | -0.3 | -0.3 |
| Europa                                                     | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  |
| Porcelana                                                  | 0.0  | 0.0  | -0.1 | -0.1 | 0.0  | 0.1  | 0.1  | 0.2  | 0.2  |
| Otros países de Asia                                       | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.4  |
| América Latina                                             | 0.0  | 0.0  | -0.1 | 0.0  | -0.3 | -0.4 | -0.4 | -0.4 | -0.3 |
| Oriente Medio                                              | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -0.1 | -0.1 | 0.0  | 0.1  |
| África                                                     | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -0.2 | -0.3 |
| Total no OCDE                                              | 0.0  | 0.0  | -0.3 | -0.4 | -0.6 | -0.5 | -0.4 | -0.4 | -0.2 |
| Ganancias de procesamiento                                 | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  |
| Biocombustibles globales                                   | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0.3  | 0.4  | 0.3  |
| Total No-OPEP                                              | 0.1  | 0.1  | 0.0  | -0.2 | -0.4 | -0.2 | -0.1 | -0.2 | -0.2 |
| OPEP                                                       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Crudo                                                      | -0.5 | -0.3 |      |      |      |      |      |      |      |
| LGN                                                        | 0.1  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.2  | 0.2  | 0.2  |
| Total de la OPEP                                           | -0.4 | -0.3 |      |      |      |      |      |      |      |
| Oferta total                                               | -0.3 | -0.2 |      |      |      |      |      |      |      |
| Elementos de memoria:                                      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Llamada al crudo de la OPEP + Stock ch.                    | -0.3 | -0.1 | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -0.1 | -0.2 | 0.0  | 0.1  |

| Tabla 1b                                                  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| OFERTA Y DEMANDA MUNDIALES DE PETRÓLEO - Regiones del WEO |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| (millones de barriles por día)                            |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|                                                           | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
| DEMANDA                                                   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| América del norte                                         | 24.3  | 24.6  | 24.5  | 24.6  | 24.5  | 24.4  | 24.3  | 24.1  | 24.0  |
| América Central y del Sur                                 | 6.6   | 6.7   | 6.8   | 6.9   | 7.0   | 7.1   | 7.2   | 7.4   | 7.4   |
| Europa                                                    | 14.3  | 14.2  | 14.3  | 14.3  | 14.2  | 14.0  | 13.9  | 13.7  | 13.5  |
| África                                                    | 4.5   | 4.6   | 4.6   | 4.8   | 4.9   | 5.0   | 5.2   | 5.3   | 5.4   |
| Oriente Medio                                             | 9.1   | 9.2   | 9.2   | 9.4   | 9.5   | 9.6   | 9.6   | 9.4   | 9.2   |
| Eurasia                                                   | 4.7   | 4.7   | 4.7   | 4.7   | 4.8   | 4.9   | 4.9   | 5.0   | 5.0   |
| Asia Pacífico                                             | 36.6  | 38.2  | 38.8  | 39.1  | 39.6  | 40.0  | 40.3  | 40.7  | 40.9  |
| Demanda total1                                            | 100.0 | 102.2 | 103.0 | 103.8 | 104.5 | 105.1 | 105.4 | 105.6 | 105.5 |
| SUMINISTRO FUERA DE LA OPEP                               |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| América del norte                                         | 25.8  | 27.4  | 28.3  | 28.9  | 29.0  | 29.3  | 29.3  | 29.2  | 29.2  |
| América Central y del Sur                                 | 5.7   | 6.2   | 6.4   | 6.8   | 7.2   | 7.3   | 7.7   | 7.8   | 7.6   |
| Europa                                                    | 3.3   | 3.3   | 3.3   | 3.4   | 3.4   | 3.2   | 3.1   | 3.0   | 2.8   |
| África                                                    | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.6   | 2.6   | 2.5   | 2.4   |
| Oriente Medio                                             | 3.2   | 3.1   | 3.1   | 3.1   | 3.2   | 3.3   | 3.5   | 3.6   | 3.7   |
| Eurasia                                                   | 13.9  | 13.8  | 13.5  | 13.6  | 13.7  | 13.7  | 13.6  | 13.5  | 13.5  |
| Asia Pacífico                                             | 7.4   | 7.4   | 7.4   | 7.4   | 7.4   | 7.3   | 7.2   | 7.1   | 7.0   |
| Total No-OPEP                                             | 61.7  | 63.9  | 64.5  | 65.7  | 66.3  | 66.6  | 67.0  | 66.8  | 66.1  |
| Ganancias de procesamiento3                               | 2.3   | 2.4   | 2.4   | 2.4   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   | 2.5   |
| Biocombustibles globales                                  | 2.9   | 3.1   | 3.4   | 3.5   | 3.7   | 3.8   | 3.9   | 4.0   | 4.1   |
| Suministro total no perteneciente a la OPEP               | 66.9  | 69.4  | 70.3  | 71.6  | 72.4  | 72.8  | 73.4  | 73.2  | 72.7  |
| OPEP4                                                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Crudo                                                     | 27.7  | 27.4  | 27.2  |       |       |       |       |       |       |
| LGN                                                       | 5.5   | 5.5   | 5.5   | 5.7   | 5.9   | 6.3   | 6.5   | 6.7   | 6.9   |
| Total de la OPEP                                          | 33.1  | 33.0  | 32.8  |       |       |       |       |       |       |
| Oferta total                                              | 100.0 | 102.3 | 103.1 |       |       |       |       |       |       |
| Elementos de memoria:                                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Demanda de crudo de la OPEP + Stock cap.5 1               | 27.6  | 27.3  | 27.2  | 26.5  | 26.2  | 26.1  | 25.5  | 25.6  | 26.0  |

Medido como entregas de refinerías y existencias primarias, incluye entregas interiores, búnkeres marítimos internacionales, combustible de refinería, crudo para combustión directa, petróleo de

Fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro. Incluye biocombustibles.

2 Comprende petróleo crudo, condensados, LGN, petróleo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

3 Ganancias y pérdidas volumétricas netas en el proceso de refinación y pérdidas por transporte marítimo.

4 La OPEP incluye a los miembros actuales a lo largo de la serie temporal.

5 Demanda total menos oferta total de países no OPEP y LGN de la OPEP.

| Tabla 2                                   |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| RESUMEN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                           | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030   |
| Demanda (mb/d)                            |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Américas                                  | 24,98  | 24,94  | 24,97  | 24,93  | 24,86  | 24,73  | 24,55  | 24,36  |
| Europa                                    | 13,46  | 13,51  | 13,50  | 13,40  | 13,20  | 13,02  | 12,88  | 12,68  |
| Asia Oceanía                              | 7,24   | 7,21   | 7,10   | 7,00   | 7,01   | 6,98   | 6,95   | 6,92   |
| Total OCDE                                | 45,68  | 45,67  | 45,57  | 45,33  | 45,07  | 44,73  | 44,37  | 43,95  |
| Asia                                      | 30,95  | 31,63  | 32,01  | 32,58  | 33,01  | 33,34  | 33,70  | 33,96  |
| Oriente Medio                             | 9,16   | 9,25   | 9,37   | 9,50   | 9,63   | 9,57   | 9,41   | 9,20   |
| Américas                                  | 6,34   | 6,43   | 6,53   | 6,62   | 6,73   | 6,84   | 6,95   | 7,06   |
| Eurasia                                   | 4,68   | 4,67   | 4,71   | 4,79   | 4,86   | 4,92   | 4,97   | 5,03   |
| África                                    | 4,58   | 4,59   | 4,76   | 4,85   | 5,01   | 5,15   | 5,30   | 5,45   |
| Europa                                    | 0,78   | 0,80   | 0,81   | 0,83   | 0,84   | 0,85   | 0,85   | 0,86   |
| Total no OCDE                             | 56,50  | 57,37  | 58,19  | 59,17  | 60,08  | 60,66  | 61,19  | 61,54  |
| Mundo                                     | 102,19 | 103,04 | 103,76 | 104,50 | 105,15 | 105,39 | 105,57 | 105,50 |
| del cual:                                 |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Estados Unidos <sup>1</sup>               | 20,28  | 20,42  | 20,47  | 20,45  | 20,40  | 20,31  | 20,15  | 20,01  |
| Europa 52                                 | 7,52   | 7,57   | 7,51   | 7,42   | 7,28   | 7,17   | 7,07   | 6,93   |
| Porcelana                                 | 16,48  | 16,63  | 16,73  | 16,89  | 16,95  | 16,89  | 16,81  | 16,66  |
| Japón                                     | 3,29   | 3,14   | 3,05   | 3,01   | 2,97   | 2,94   | 2,91   | 2,89   |
| India                                     | 5,45   | 5,64   | 5,75   | 5,92   | 6,08   | 6,25   | 6,45   | 6,66   |
| Rusia                                     | 3,54   | 3,49   | 3,50   | 3,55   | 3,58   | 3,59   | 3,60   | 3,60   |
| Brasil                                    | 3,23   | 3,33   | 3,40   | 3,45   | 3,49   | 3,53   | 3,57   | 3,60   |
| Arabia Saudita                            | 3,64   | 3,66   | 3,67   | 3,69   | 3,62   | 3,49   | 3,29   | 3,05   |
| Canadá                                    | 2,45   | 2,38   | 2,39   | 2,36   | 2,34   | 2,31   | 2,29   | 2,26   |
| Corea                                     | 2,45   | 2,54   | 2,52   | 2,47   | 2,51   | 2,51   | 2,51   | 2,51   |
| México                                    | 1,74   | 1,74   | 1,71   | 1,71   | 1,71   | 1,71   | 1,70   | 1,70   |
| Irán                                      | 1,89   | 1,92   | 1,97   | 1,98   | 2,01   | 2,03   | 2,05   | 2,07   |
| Total                                     | 71,95  | 72,48  | 72,67  | 72,89  | 72,93  | 72,73  | 72,41  | 71,93  |
| % del mundo                               | 70,4%  | 70,3%  | 70,0%  | 69,7%  | 69,4%  | 69,0%  | 68,6%  | 68,2%  |
| Cambio anual (% anual)                    |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Américas                                  | 1,0    | -0,2   | 0,1    | -0,2   | -0,3   | -0,5   | -0,8   | -0,8   |
| Europa                                    | -0,7   | 0,4    | -0,1   | -0,8   | -1,5   | -1,4   | -1,1   | -1,6   |
| Asia Oceanía                              | -0,9   | -0,5   | -1,5   | -1,4   | 0,0    | -0,5   | -0,4   | -0,4   |
| Total OCDE                                | 0,2    | 0,0    | -0,2   | -0,5   | -0,6   | -0,7   | -0,8   | -0,9   |
| Asia                                      | 5,8    | 2,2    | 1,2    | 1,8    | 1,3    | 1,0    | 1,1    | 0,8    |
| Oriente Medio                             | 1,1    | 1,0    | 1,3    | 1,4    | 1,4    | -0,7   | -1,6   | -2,3   |
| Américas                                  | 2,3    | 1,3    | 1,6    | 1,4    | 1,7    | 1,7    | 1,6    | 1,5    |
| Eurasia                                   | -0,7   | -0,2   | 0,8    | 1,6    | 1,5    | 1,1    | 1,1    | 1,1    |
| África                                    | 2,8    | 0,2    | 3,7    | 2,0    | 3,4    | 2,8    | 2,8    | 2,8    |
| Europa                                    | 3,0    | 2,7    | 1,1    | 2,2    | 1,0    | 1,0    | 0,9    | 0,4    |
| Total no OCDE                             | 3,8    | 1,5    | 1,4    | 1,7    | 1,5    | 1,0    | 0,9    | 0,6    |
| Mundo                                     | 2,2    | 0,8    | 0,7    | 0,7    | 0,6    | 0,2    | 0,2    | -0,1   |
| Cambio anual (mb/d)                       |        |        |        |        |        |        |        |        |
| Américas                                  | 0,26   | -0,04  | 0,03   | -0,04  | -0,07  | -0,12  | -0,19  | -0,18  |
| Europa                                    | -0,10  | 0,06   | -0,01  | -0,11  | -0,19  | -0,18  | -0,14  | -0,20  |
| Asia Oceanía                              | -0,07  | -0,03  | -0,11  | -0,10  | 0,00   | -0,03  | -0,03  | -0,03  |
| Total OCDE                                | 0,10   | -0,02  | -0,09  | -0,24  | -0,26  | -0,33  | -0,36  | -0,42  |
| Asia                                      | 1,71   | 0,68   | 0,38   | 0,58   | 0,42   | 0,33   | 0,37   | 0,25   |
| Oriente Medio                             | 0,10   | 0,09   | 0,12   | 0,13   | 0,13   | -0,07  | -0,15  | -0,21  |
| Américas                                  | 0,14   | 0,08   | 0,10   | 0,09   | 0,11   | 0,11   | 0,11   | 0,10   |
| Eurasia                                   | -0,03  | -0,01  | 0,04   | 0,08   | 0,07   | 0,06   | 0,05   | 0,05   |
| África                                    | 0,12   | 0,01   | 0,17   | 0,09   | 0,16   | 0,14   | 0,15   | 0,15   |
| Europa                                    | 0,02   | 0,02   | 0,01   | 0,02   | 0,01   | 0,01   | 0,01   | 0,00   |
| Total no OCDE                             | 2,06   | 0,87   | 0,82   | 0,98   | 0,91   | 0,58   | 0,53   | 0,35   |
| Mundo                                     | 2,16   | 0,85   | 0,72   | 0,74   | 0,65   | 0,25   | 0,17   | -0,07  |

1 Las cifras de EE. UU. excluyen territorios estadounidenses.

2 Francia, Alemania, Italia, España y Reino Unido.

| Tabla 3                                                             |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO                                      |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| (millones de barriles por día)                                      |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
|                                                                     | 2022  | 2023  | 2024   | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
| OPEP                                                                |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| Petróleo crudo                                                      |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| Arabia Saudita                                                      | 10,33 | 9,57  | 9,09   |       |       |       |       |       |       |
| Irán                                                                | 2,55  | 2,99  | 3,34   |       |       |       |       |       |       |
| Irak                                                                | 4,45  | 4,27  | 4,31   |       |       |       |       |       |       |
| <small>Resto de Arabia Saudita</small>                              | 3,30  | 3,25  | 3,23   |       |       |       |       |       |       |
| Kuwait                                                              | 2,71  | 2,66  | 2,55   |       |       |       |       |       |       |
| Nigeria                                                             | 1,15  | 1,24  | 1,33   |       |       |       |       |       |       |
| Libia                                                               | 0,99  | 1,16  | 1,07   |       |       |       |       |       |       |
| Argelia                                                             | 1,01  | 0,97  | 0,91   |       |       |       |       |       |       |
| Congo                                                               | 0,26  | 0,27  | 0,24   |       |       |       |       |       |       |
| Gabón                                                               | 0,19  | 0,21  | 0,23   |       |       |       |       |       |       |
| Guinea Ecuatorial                                                   | 0,08  | 0,06  | 0,06   |       |       |       |       |       |       |
| Venezuela                                                           | 0,64  | 0,77  | 0,88   |       |       |       |       |       |       |
| Petróleo crudo total                                                | 27,66 | 27,43 | 27,24  |       |       |       |       |       |       |
| de los cuales Zona Neutral <sup>1</sup>                             | 0,30  | 0,37  | 0,43   |       |       |       |       |       |       |
| Total de LGN2                                                       | 5,46  | 5,53  | 5,55   | 5,67  | 5,91  | 6,25  | 6,50  | 6,70  | 6,87  |
| Total OPEP3                                                         | 33,12 | 32,96 | 32,79  |       |       |       |       |       |       |
| NO-OPEP4                                                            |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| OCDE                                                                |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| Américas                                                            | 25,78 | 27,46 | 28,30  | 28,89 | 29,03 | 29,27 | 29,27 | 29,24 | 29,18 |
| Estados Unidos                                                      | 18,01 | 19,52 | 20,23  | 20,74 | 20,90 | 21,07 | 21,07 | 21,08 | 21,11 |
| México                                                              | 2,01  | 2,10  | 1,97   | 1,84  | 1,74  | 1,60  | 1,47  | 1,40  | 1,29  |
| Canadá                                                              | 5,76  | 5,83  | 6,09   | 6,30  | 6,38  | 6,59  | 6,73  | 6,75  | 6,77  |
| Chile                                                               | 0,01  | 0,01  | 0,01   | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  | 0,01  |
| Europa                                                              | 3,19  | 3,23  | 3,16   | 3,26  | 3,32  | 3,14  | 3,06  | 2,88  | 2,70  |
| <small>Resto de Europa</small>                                      | 0,84  | 0,73  | 0,70   | 0,71  | 0,72  | 0,68  | 0,66  | 0,64  | 0,60  |
| Noruega                                                             | 1,91  | 2,02  | 2,00   | 2,03  | 2,06  | 1,92  | 1,88  | 1,74  | 1,61  |
| Otros                                                               | 0,45  | 0,47  | 0,45   | 0,53  | 0,54  | 0,53  | 0,51  | 0,50  | 0,48  |
| Asia Oceanía                                                        | 0,48  | 0,46  | 0,45   | 0,43  | 0,41  | 0,40  | 0,38  | 0,37  | 0,36  |
| Australia                                                           | 0,41  | 0,38  | 0,37   | 0,36  | 0,34  | 0,32  | 0,32  | 0,30  | 0,30  |
| Otros                                                               | 0,07  | 0,07  | 0,08   | 0,07  | 0,07  | 0,07  | 0,07  | 0,07  | 0,07  |
| Total OCDE                                                          | 29,46 | 31,14 | 31,90  | 32,58 | 32,76 | 32,80 | 32,72 | 32,50 | 32,23 |
| NO OCDE                                                             |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
| Eurasia                                                             | 13,91 | 13,84 | 13,50  | 13,60 | 13,66 | 13,66 | 13,59 | 13,52 | 13,46 |
| Rusia                                                               | 11,09 | 10,96 | 10,70  | 10,56 | 10,60 | 10,64 | 10,63 | 10,63 | 10,63 |
| Azerbaiyán                                                          | 0,67  | 0,62  | 0,60   | 0,59  | 0,62  | 0,60  | 0,58  | 0,56  | 0,55  |
| Kazajstán                                                           | 1,82  | 1,93  | 1,88   | 2,14  | 2,13  | 2,13  | 2,09  | 2,04  | 2,00  |
| Otros                                                               | 0,33  | 0,33  | 0,32   | 0,31  | 0,30  | 0,30  | 0,29  | 0,28  | 0,27  |
| Asia                                                                | 6,90  | 6,94  | 6,95   | 6,99  | 6,97  | 6,88  | 6,84  | 6,74  | 6,62  |
| Porcelana                                                           | 4,18  | 4,27  | 4,34   | 4,39  | 4,43  | 4,39  | 4,34  | 4,26  | 4,20  |
| Malasia                                                             | 0,56  | 0,56  | 0,54   | 0,54  | 0,54  | 0,51  | 0,49  | 0,48  | 0,47  |
| India                                                               | 0,72  | 0,70  | 0,70   | 0,71  | 0,69  | 0,68  | 0,68  | 0,67  | 0,67  |
| Indonesia                                                           | 0,63  | 0,63  | 0,60   | 0,59  | 0,58  | 0,59  | 0,60  | 0,61  | 0,62  |
| Otros                                                               | 0,81  | 0,78  | 0,78   | 0,75  | 0,73  | 0,71  | 0,73  | 0,72  | 0,67  |
| Europa                                                              | 0,11  | 0,10  | 0,09   | 0,09  | 0,08  | 0,08  | 0,08  | 0,09  | 0,09  |
| Américas                                                            | 5,67  | 6,20  | 6,44   | 6,83  | 7,18  | 7,27  | 7,72  | 7,78  | 7,59  |
| Brasil                                                              | 3,12  | 3,49  | 3,44   | 3,73  | 3,92  | 3,82  | 4,07  | 3,93  | 3,77  |
| Argentina                                                           | 0,71  | 0,77  | 0,83   | 0,89  | 0,95  | 1,02  | 1,10  | 1,18  | 1,26  |
| Colombia                                                            | 0,76  | 0,79  | 0,79   | 0,76  | 0,73  | 0,71  | 0,68  | 0,65  | 0,63  |
| Guayana                                                             | 0,28  | 0,39  | 0,62   | 0,70  | 0,86  | 1,05  | 1,18  | 1,19  | 1,13  |
| Otros                                                               | 0,80  | 0,77  | 0,77   | 0,75  | 0,71  | 0,68  | 0,69  | 0,82  | 0,80  |
| Oriente Medio                                                       | 3,16  | 3,12  | 3,08   | 3,13  | 3,17  | 3,26  | 3,47  | 3,62  | 3,70  |
| Omán                                                                | 1,07  | 1,06  | 1,00   | 1,00  | 1,03  | 1,03  | 1,04  | 1,04  | 1,04  |
| Katar                                                               | 1,80  | 1,81  | 1,84   | 1,88  | 1,91  | 2,00  | 2,21  | 2,37  | 2,46  |
| Otros                                                               | 0,29  | 0,26  | 0,24   | 0,24  | 0,23  | 0,22  | 0,22  | 0,21  | 0,20  |
| África                                                              | 2,52  | 2,51  | 2,50   | 2,48  | 2,47  | 2,61  | 2,62  | 2,53  | 2,40  |
| Angola                                                              | 1,18  | 1,14  | 1,16   | 1,06  | 1,09  | 1,15  | 1,16  | 1,12  | 1,05  |
| Egipto                                                              | 0,60  | 0,60  | 0,57   | 0,53  | 0,51  | 0,49  | 0,46  | 0,44  | 0,42  |
| Otros                                                               | 0,74  | 0,78  | 0,77   | 0,88  | 0,88  | 0,98  | 0,99  | 0,96  | 0,93  |
| Total no OCDE                                                       | 32,26 | 32,72 | 32,57  | 33,12 | 33,52 | 33,76 | 34,31 | 34,27 | 33,87 |
| Ganancias de procesamiento                                          | 2,32  | 2,36  | 2,39   | 2,40  | 2,46  | 2,48  | 2,47  | 2,46  | 2,47  |
| Biocombustibles mundiales 3,14 TOTAL NO OPEP                        | 69,36 |       | 3,40   | 3,52  | 3,68  | 3,79  | 3,91  | 4,02  | 4,08  |
| SUMINISTRO TOTAL 102,32 1 La producción de la Zona Neutral          | 70,26 |       | 71,61  | 72,43 | 72,83 | 73,41 | 73,25 | 72,65 |       |
| ya está incluida en la producción de Arabia Saudita, Irán y Kuwait, | 50,06 |       | 103,05 |       |       |       |       |       |       |
| dividida 50/50 entre los dos países.                                |       |       |        |       |       |       |       |       |       |

2 Incluye condensados informados por los países de la OPEP, petróleo de fuentes no convencionales, por ejemplo, GTL en Nigeria, e insumos de petroleros al MTBE de Arabia Saudita.

3 Datos de la OPEP basados en la membresía actual a lo largo de la serie temporal.

4 Comprende petróleo crudo, condensados, LGN y petróleo de fuentes no convencionales.

5 Ganancias y pérdidas volumétricas netas en refinación y pérdidas de transporte marítimo.

| Tabla 3a                                               |                                    |                             |                 |                 |                                          |                             |                 |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|------------------------------------------|-----------------------------|-----------------|
| EMPRESAS DE INICIO DE PROYECTOS UPSTREAM SELECCIONADAS |                                    |                             |                 |                 |                                          |                             |                 |
| País                                                   | Proyecto                           | Cima<br>Capacidad<br>(kb/d) | Comenzar<br>Año | País            | Proyecto                                 | Cima<br>Capacidad<br>(kb/d) | Comenzar<br>Año |
| OCDE Américas                                          |                                    |                             |                 | OCDE Europa     |                                          |                             |                 |
| -----                                                  | Ancla                              | 75                          | 2024            | Noruega         | Eldfisk Norte                            | 30                          | 2024            |
| -----                                                  | Ballena                            | 80                          | 2025            | Noruega         | Tirando                                  | 30                          | 2024            |
| -----                                                  | Fase 1 de Shenandoah               | 60                          | 2025            | Noruega         | Balder X                                 | 40                          | 2025            |
| -----                                                  | Ballymore                          | 75                          | 2025            | Noruega         | Johan Castberg                           | 220                         | 2025            |
| -----                                                  | León/Castilla                      | 60                          | 2025            | Noruega         | Yggdrasil                                | 100                         | 2027            |
| -----                                                  | Pikka Fase 1 (Alaska)              | 80                          | 2026            | Dinamarca       | Reurbanización de Tyra                   | 20                          | 2024            |
| -----                                                  | Fase 2 de Shenandoah               | 60                          | 2027            | -----           | Pingüinos                                | 40                          | 2025            |
| -----                                                  | Relleno de Vito                    | 30                          | 2027            | -----           | Banco de rosas                           | 60                          | 2028            |
| -----                                                  | Esparta                            | 90                          | 2028            | Oriente Medio   |                                          |                             |                 |
| -----                                                  | Sauce (Alaska)                     | 150                         | 2029            | Arabia Saudita  | Dammam Fase 1                            | 25                          | 2025            |
| -----                                                  | Kaskida                            | 80                          | 2029            | Arabia Saudita  | Expansión de Berri                       | 250                         | 2025            |
| Canadá                                                 | Extensión del lago Mildred         | 140                         | 2025            | Arabia Saudita  | Expansión de Marjan                      | 300                         | 2025            |
| Canadá                                                 | Rosa Blanca del Oeste              | 50                          | 2026            | Arabia Saudita  | Expansión Zuluf                          | 600                         | 2026            |
| México                                                 | Trión                              | 100                         | 2028            | Arabia Saudita  | Dammam Fase 2                            | 50                          | 2027            |
| América Latina                                         |                                    |                             |                 | Katar           | Expansión del Campo Norte Este           | 240                         | 2026            |
| Brasil                                                 | FDS de Atlanta                     | 50                          | 2024            | Katar           | Expansión del Campo Norte Sur            | 120                         | 2028            |
| Brasil                                                 | Mero 3 (Mal. Duque de Caxias)      | 180                         | 2024            | Katar           | Reurbanización de Bul Hanine             | 60                          | 2027            |
| Brasil                                                 | IPB (María Quitéria)               | 100                         | 2024            | Katar           | Al Shaheen Gallaf                        | 90                          | 2027            |
| Brasil                                                 | Bacalao                            | 220                         | 2025            | -----           | Belbazem                                 | 45                          | 2024            |
| Brasil                                                 | Mero 4 (Alexandre de Gusmão)       | 180                         | 2025            | -----           | Expansión del Alto Zakum                 | 200                         | 2027            |
| Brasil                                                 | Búzios 6 (P-78)                    | 180                         | 2025            | -----           | Expansión del Bajo Zakum                 | 150                         | 2027            |
| Brasil                                                 | Búzios 7 (Almería Tamandaré)       | 220                         | 2025            | -----           | Expansión de Bab Sureste                 | 130                         | 2027            |
| Brasil                                                 | Búzios 8 (P-79)                    | 180                         | 2026            | -----           | Expansión de Umm Shaif                   | 130                         | 2027            |
| Brasil                                                 | Búzios 9 (P-80)                    | 225                         | 2027            | África          |                                          |                             |                 |
| Brasil                                                 | Búzios 10 (P-82)                   | 225                         | 2027            | Senegal         | Sangomar Fase 1 (SNE)                    | 100                         | 2024            |
| Brasil                                                 | Búzios 11 (P-83)                   | 225                         | 2027            | Niger           | Fase 2 de Agadem                         | 50                          | 2024            |
| Brasil                                                 | Maromba                            | 60                          | 2027            | Nigeria         | Bonga Norte                              | 110                         | 2029            |
| Brasil                                                 | Raia (BM-C-33)                     | 125                         | 2028            | Costa de Marfil | Fase 2 de Baleine                        | 30                          | 2024            |
| Brasil                                                 | Atapu 2 (P-84)                     | 225                         | 2029            | Angola          | Begonia                                  | 50                          | 2025            |
| Brasil                                                 | Gato do Mato                       | 100                         | 2029            | Angola          | Ndungu                                   | 40                          | 2026            |
| Brasil                                                 | Sepia 2 (P-85)                     | 225                         | 2030            | Angola          | Agogo Fase 3                             | 120                         | 2027            |
| Guayana                                                | Stabroek Fase 4 (Cola amarilla)    | 250                         | 2025            | Angola          | Kaminho                                  | 50                          | 2028            |
| Guayana                                                | Fase 5 de Stabroek (Uaru)          | 250                         | 2026            | Uganda          | Lago Alberto (Martín pescador y tilenga) | 200                         | 2026            |
| Guayana                                                | Stabroek Fase 6 (Cola de látigo)   | 250                         | 2028            | Asia            |                                          |                             |                 |
| Surinam                                                | Bloque 58                          | 220                         | 2028            | Porcelana       | Liuhua                                   | 30                          | 2024            |
| Eurasia                                                |                                    |                             |                 | Porcelana       | Lufeng                                   | 20                          | 2024            |
| Azerbaiyán                                             | Centro-Este de Azerbaiyán (ACE)    | 100                         | 2024            | Porcelana       | Wushi                                    | 30                          | 2024            |
| Kazajstán                                              | Tengizchevroil FGP                 | 260                         | 2025            | India           | KG-DWN-98/2 (Grupo-2)                    | 50                          | 2024            |
| Kazajstán                                              | Fase 1 de la expansión de Kashagan | 25                          | 2026            | Vietnam         | Lago Da Vang                             | 30                          | 2027            |
|                                                        |                                    |                             |                 | Vietnam         | Ballena blanca                           | 25                          | 2027            |

| Tabla 3b                                                                                      |                                 |                         |                |               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------|----------------|---------------|
| PROYECTO SELECCIONADO DE PRE-SANCIÓN DE AGUAS ARRIBA                                          |                                 |                         |                |               |
| (Proyectos con adquisiciones/ingeniería iniciadas y primer petróleo potencialmente para 2030) |                                 |                         |                |               |
| País                                                                                          | Proyecto                        | Capacidad máxima (kb/d) | Año de sanción | Año de inicio |
| OCDE Américas                                                                                 |                                 |                         |                |               |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Tíber                           | 120                     | 2025           | 2029          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Mad Dog Spar                    | 40                      | 2025           | 2027          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Ocotillo                        | 50                      | 2026           | 2027          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Extensión de Invernalía         | 40                      | 2025           | 2027          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Perdido Spar                    | 80                      | 2026           | 2028          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Fase 2 de la ballena            | 70                      | 2026           | 2028          |
| A. NOROCCIDENTAL                                                                              | Pikka Fase 2                    | 40                      | 2027           | 2030          |
| México                                                                                        | Polok-Chinwol                   | 50                      | 2026           | 2029          |
| México                                                                                        | Zama                            | 150                     | 2026           | 2030          |
| México                                                                                        | Expansión de KMZ                | 100                     | 2026           | 2028          |
| América Latina                                                                                |                                 |                         |                |               |
| Guayana                                                                                       | Fase 7 de Stabroek (Hammerhead) | 150                     | 2025           | 2030          |
| Guayana                                                                                       | Stabroek Fase 8 (Longtail)      | 200                     | 2026           | 2030          |
| Brasil                                                                                        | BRC/CRT Revit                   | 100                     | 2025           | 2030          |
| Brasil                                                                                        | Bacalhau Fase 2                 | 100                     | 2026           | 2030          |
| OCDE Europa                                                                                   |                                 |                         |                |               |
| Noruega                                                                                       | Fram (extensión)                | 40                      | 2025           | 2028          |
| Noruega                                                                                       | Troll (extensión)               | 30                      | 2025           | 2029          |
| Noruega                                                                                       | Johan Castberg Fase 2           | 30                      | 2026           | 2028          |
| Noruega                                                                                       | Asgard                          | 30                      | 2026           | 2028          |
| Noruega                                                                                       | Balder/Ringhorne                | 30                      | 2026           | 2028          |
| Noruega                                                                                       | Yggdrasil (extensión)           | 40                      | 2026           | 2029          |
| Noruega                                                                                       | Johan Sverdrup Fase 3           | 60                      | 2025           | 2028          |
| Noruega                                                                                       | Anhelo                          | 80                      | 2026           | 2029          |
| Reino Unido                                                                                   | Cambo                           | 50                      | 2026           | 2029          |
| África                                                                                        |                                 |                         |                |               |
| Costa de Marfil                                                                               | Fase 3 de Baleine               | 100                     | 2025           | 2028          |
| Costa de Marfil                                                                               | Calao                           | 100                     | 2026           | 2030          |
| Ghana                                                                                         | Pacana                          | 70                      | 2026           | 2030          |
| Namibia                                                                                       | Venus                           | 150                     | 2026           | 2030          |
| Senegal                                                                                       | Sangomar Fase 2                 | 80                      | 2025           | 2029          |
| Angola                                                                                        | Bloque 32                       | 80                      | 2025           | 2029          |
| Asia                                                                                          |                                 |                         |                |               |
| Australia                                                                                     | Dorado                          | 80                      | 2027           | 2030          |
| Eurasia                                                                                       |                                 |                         |                |               |
| Kazajistán                                                                                    | Fase 2 de Kashagan              | 50                      | 2026           | 2030          |

| Tabla 3c                                                                      |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| OFERTA FUERA DE LA OPEP: INFORME DEL MERCADO PETROLERO Y DEFINICIONES DEL WEO |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| (millones de barriles por día)                                                |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| Cálculo                                                                       |          | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Definiciones del Informe del Petróleo 2024                                    |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| SUMINISTRO FUERA DE LA OPEP                                                   |          | 66.9 | 69.4 | 70.3 | 71.6 | 72.4 | 72.8 | 73.4 | 73.2 | 72.7 |
| Ganancias de procesamiento                                                    |          | 2.3  | 2.4  | 2.4  | 2.4  | 2.5  | 2.5  | 2.5  | 2.5  | 2.5  |
| Biocombustibles globales                                                      |          | 2.9  | 3.1  | 3.4  | 3.5  | 3.7  | 3.8  | 3.9  | 4.0  | 4.1  |
| PRODUCCIÓN NO OPEP                                                            |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| (excluidas las ganancias de procesamiento y los biocombustibles)              | 1        | 61.7 | 63.9 | 64.5 | 65.7 | 66.3 | 66.6 | 67.0 | 66.8 | 66.1 |
| Crudo                                                                         | 2        | 50.4 | 51.9 | 52.0 | 52.8 | 53.2 | 53.2 | 53.4 | 53.0 | 52.3 |
| de los cuales: Condensado                                                     | 3        | 4.3  | 4.5  | 4.6  | 4.5  | 4.5  | 4.6  | 4.7  | 4.8  | 4.9  |
| Petróleo ajustado                                                             | 4        | 8.7  | 9.6  | 10.2 | 10.6 | 10.6 | 10.8 | 10.9 | 11.0 | 11.2 |
| Betún no mejorado                                                             | 5        | 2.0  | 2.0  | 2.1  | 2.1  | 2.1  | 2.2  | 2.3  | 2.4  | 2.4  |
| LGN                                                                           | 6        | 9.2  | 9.8  | 10.3 | 10.6 | 10.8 | 11.0 | 11.2 | 11.3 | 11.4 |
| Crudo sintético (Canadá)                                                      | 7        | 1.3  | 1.4  | 1.5  | 1.5  | 1.5  | 1.5  | 1.5  | 1.5  | 1.6  |
| CTL, GTL, aceite de kerógeno y aditivos1                                      | 8        | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.8  | 0.8  | 0.8  | 0.9  | 0.9  |
| Definiciones de Perspectivas Energéticas Mundiales                            |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| PRODUCCIÓN NO OPEP                                                            |          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| (excluidas las ganancias de procesamiento y los biocombustibles)              | =1       | 61.7 | 63.9 | 64.5 | 65.7 | 66.3 | 66.6 | 67.0 | 66.8 | 66.1 |
| Convencional                                                                  |          | 49.0 | 50.1 | 50.0 | 50.8 | 51.3 | 51.2 | 51.4 | 51.0 | 50.2 |
| Petróleo crudo                                                                | =2-3-4-5 | 35.5 | 35.8 | 35.1 | 35.6 | 35.9 | 35.6 | 35.5 | 34.8 | 33.9 |
| Líquidos de gas natural (total)                                               | =3+6     | 13.5 | 14.3 | 14.9 | 15.2 | 15.4 | 15.7 | 15.9 | 16.1 | 16.3 |
| Poco convencional                                                             |          | 12.7 | 13.8 | 14.5 | 14.9 | 15.0 | 15.3 | 15.6 | 15.8 | 15.9 |
| EHOB (incl. crudo sintético)2                                                 | =5+7     | 3.3  | 3.4  | 3.6  | 3.6  | 3.6  | 3.7  | 3.9  | 3.9  | 3.9  |
| Petróleo ajustado                                                             | =4       | 8.7  | 9.6  | 10.2 | 10.6 | 10.6 | 10.8 | 10.9 | 11.0 | 11.2 |
| CTL, GTL, aceite de kerógeno y aditivos1                                      | =8       | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.7  | 0.8  | 0.8  | 0.8  | 0.9  | 0.9  |

1 CTL = carbón a líquidos; GTL = gas a líquidos.

2 Petróleo extrapesado y betún

| Tabla 4                                                |      |      |      |      |      |      |      |       |
|--------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| ADICIONES Y CIERRES DE CAPACIDAD DE REFINERÍA MUNDIAL  |      |      |      |      |      |      |      |       |
| (miles de barriles por día)                            |      |      |      |      |      |      |      |       |
|                                                        | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Total |
| Ampliaciones y expansiones de capacidad de refinación1 |      |      |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas                                          | 50   | -222 | -145 | 0    | 0    | 0    | 0    | -367  |
| OCDE Europa                                            | -120 | -367 | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | -367  |
| OCDE Asia Oceanía                                      | -120 | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| Eurasia                                                | 70   | 127  | 50   | 0    | 0    | 0    | 0    | 177   |
| Europa no perteneciente a la OCDE                      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| Porcelana                                              | 310  | 389  | 273  | 0    | -50  | 0    | 320  | 932   |
| Otros países de Asia                                   | 93   | 40   | 684  | 60   | 206  | 85   | 180  | 1255  |
| Américas no pertenecientes a la OCDE                   | 0    | 15   | 0    | 0    | 0    | 115  | 0    | 130   |
| Oriente Medio                                          | 280  | 150  | 242  | 0    | 170  | 0    | 0    | 562   |
| África                                                 | 750  | 30   | 50   | 30   | 110  | 0    | 0    | 220   |
| Mundo total                                            | 1313 | 162  | 1154 | 90   | 436  | 200  | 500  | 2542  |
| Mejora de las ampliaciones de capacidad2               |      |      |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas                                          | 0    | -329 | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | -329  |
| OCDE Europa                                            | 30   | -36  | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | -36   |
| OCDE Asia Oceanía                                      | -27  | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| Eurasia                                                | 0    | 362  | 181  | 0    | 0    | 0    | 0    | 543   |
| Europa no perteneciente a la OCDE                      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| Porcelana                                              | 280  | 20   | -183 | 0    | -118 | 0    | 0    | -281  |
| Otros países de Asia                                   | 5    | 232  | 196  | 217  | 57   | 40   | 0    | 742   |
| Américas no pertenecientes a la OCDE                   | 0    | 0    | 0    | 0    | 85   | 0    | 0    | 85    |
| Oriente Medio                                          | 120  | 0    | 197  | 0    | 0    | 0    | 0    | 197   |
| África                                                 | 280  | 0    | 0    | 0    | 26   | 0    | 0    | 26    |
| Mundo total                                            | 688  | 249  | 391  | 217  | 50   | 40   | 0    | 947   |
| Adiciones de capacidad de desulfuración3               |      |      |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas 0                                        |      | -557 | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | -557  |
| OCDE Europa 38                                         |      | -57  | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | -57   |
| OCDE Asia Oceanía -109                                 |      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| Eurasia 0                                              |      | 110  | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 110   |
| Europa no perteneciente a la OCDE 0                    |      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| China 376                                              |      | 162  | -84  | 0    | -42  | 0    | 0    | 36    |
| Otros países de Asia 97                                |      | 198  | 317  | 153  | 162  | 0    | 0    | 830   |
| Américas no pertenecientes a la OCDE 0                 |      | 0    | -37  | 0    | 80   | 0    | 0    | 43    |
| Oriente Medio 0                                        |      | 0    | 261  | 0    | 0    | 0    | 0    | 261   |
| África 263                                             |      | 0    | 0    | 0    | 43   | 0    | 0    | 43    |
| Total World 1. Abarca                                  | 666  | -144 | 457  | 153  | 244  | 0    | 0    | 710   |

nuevos proyectos de refinería o ampliaciones de unidades de destilación de crudo existentes, incluyendo la incorporación de separadores de condensado. Se asume un aumento de capacidad nulo.

| Tabla 4a                                                           |      |        |      |      |      |      |      |       |
|--------------------------------------------------------------------|------|--------|------|------|------|------|------|-------|
| CAMBIOS CON RESPECTO AL PETRÓLEO 2024                              |      |        |      |      |      |      |      |       |
| (miles de barriles por día)                                        |      |        |      |      |      |      |      |       |
|                                                                    | 2024 | 2025   | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Total |
| Ampliaciones y expansiones de capacidad de refinación <sup>1</sup> |      |        |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas                                                      | 170  | -299   | -145 |      |      |      |      | -274  |
| OCDE Europa                                                        |      | -9     |      |      |      |      |      | -9    |
| OCDE Asia Oceanía                                                  |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Eurasia                                                            |      | 127    |      |      |      |      |      | 127   |
| Europa no perteneciente a la OCDE                                  |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Porcelana                                                          | -140 | 329    | -258 |      | 70   |      | 320  | 321   |
| Otros países de Asia                                               |      | -220   | 72   | -140 | 82   | 30   | 180  | 4     |
| Américas no pertenecientes a la OCDE                               |      |        |      |      | -115 | 115  |      |       |
| Oriente Medio                                                      | 110  | 20     | 10   |      | 70   |      |      | 210   |
| África                                                             | 60   | -30    | 50   | 30   | 110  |      |      | 220   |
| Mundo total                                                        | 200  | -82    | -271 | -110 | 217  | 145  | 500  | 599   |
| Mejora de las ampliaciones de capacidad <sup>2</sup>               |      |        |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas                                                      |      | -132   |      |      |      |      |      | -132  |
| OCDE Europa                                                        |      |        |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Asia Oceanía                                                  | -27  |        |      |      |      |      |      | -27   |
| Eurasia                                                            |      | 40     |      |      |      |      |      | 40    |
| Europa no perteneciente a la OCDE                                  |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Porcelana                                                          | 106  |        |      |      |      |      |      | 126   |
| Otros países de Asia                                               |      | 20-170 |      | 106  |      |      |      | -64   |
| Américas no pertenecientes a la OCDE                               |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Oriente Medio                                                      | 40   |        | 55   |      |      |      |      | 95    |
| África                                                             |      | -26    |      | -29  | 26   |      |      | -29   |
| Mundo total                                                        | 119  | -269   | 55   | 77   | 26   |      |      | 8     |
| Adiciones de capacidad de desulfuración <sup>3</sup>               |      |        |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Américas                                                      |      | -155   |      |      |      |      |      | -155  |
| OCDE Europa                                                        |      |        |      |      |      |      |      |       |
| OCDE Asia Oceanía                                                  | -109 |        |      |      |      |      |      | -109  |
| Eurasia                                                            |      | 40     |      |      |      |      |      | 40    |
| Europa no perteneciente a la OCDE                                  |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Porcelana                                                          | 74   | 162    |      |      |      |      |      | 236   |
| Otros países de Asia                                               | 22   | -22    |      |      |      |      |      |       |
| Américas no pertenecientes a la OCDE                               |      |        |      |      |      |      |      |       |
| Oriente Medio                                                      |      |        | -22  |      |      |      |      | -22   |
| África                                                             |      | -43    |      | -38  | 43   |      |      | -38   |
| Total World 1. Abarca                                              | -12  | -18    | -22  | -38  | 43   |      |      | -47   |

nuevos proyectos de refinería o ampliaciones de instalaciones existentes, incluyendo la incorporación de separadores de condensado. Se asume un aumento de capacidad nulo.

| Tabla 4b                                                                |                                              |          |      |                                     |                                            |                      |      |
|-------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------|------|-------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------|------|
| LISTA DE CAMBIOS EN LA DESTILACIÓN DE CRUDO DE REFINERÍAS SELECCIONADAS |                                              |          |      |                                     |                                            |                      |      |
| País                                                                    |                                              | Proyecto |      | Capacidad (kb/d) Año                |                                            | Capacidad (kb/d) Año |      |
| País                                                                    |                                              | Proyecto |      | País                                |                                            | Proyecto             |      |
| OCDE Américas                                                           |                                              |          |      | Asia                                |                                            |                      |      |
| México                                                                  | Dos Bocas                                    | 170      | 2025 | Porcelana                           | Huajin Petchem (Panjin II)                 | 320                  | 2026 |
| Estados Unidos                                                          | Wilmington                                   | -140     | 2025 | Porcelana                           | Fujian Gulei Petchem (Gulei II)            | 320                  | 2030 |
| Estados Unidos                                                          | Benicia                                      | -150     | 2026 | Porcelana                           | Refinación y productos químicos de Zhenhai | 240                  | 2025 |
| Estados Unidos                                                          | Houston Lyondell                             | -260     | 2025 | Porcelana                           | Petroquímica Yulong                        | 210                  | 2025 |
| OCDE Europa                                                             |                                              |          |      | Porcelana                           | Daxie Petrochemical                        | 130                  | 2025 |
| Alemania                                                                | Gelsenkirchen                                | -80      | 2025 | Porcelana                           | Petchem Qilu                               |                      | 2028 |
| Alemania                                                                | Wesseling                                    | -150     | 2025 | Porcelana                           | Dalian (II) WEPEC                          | 70-200               | 2025 |
| Reino Unido                                                             | Grangemouth                                  | -140     | 2025 | India                               | Panipat                                    | 200                  | 2026 |
| Oriente Medio                                                           |                                              |          |      | India                               | Nagapattinam                               | 180                  | 2030 |
| Baréin                                                                  | Sitra                                        | 120      | 2026 | India                               | Barmer                                     | 180                  | 2026 |
| Irán                                                                    | Estrella del Golfo Pérsico (Bandar Abbas IV) | 120      | 2025 | India                               | Barauni, Bihar                             | 130                  | 2027 |
| Irak                                                                    | Dhi Qar                                      | 100      | 2028 | India                               | Numaligarh, Assam                          | 120                  | 2026 |
| Irak                                                                    | Diwaniya                                     | 70       | 2028 | India                               | Koyali, Gujarat                            | 80                   | 2026 |
| Irak                                                                    | Missan                                       | 70       | 2026 | India                               | Barauni, Bihar                             | -70                  | 2027 |
| Américas NO OCDE                                                        |                                              |          |      | Indonesia Balikpapan (Ref Unidad V) |                                            | 100                  | 2026 |
| Brasil                                                                  | RNEST                                        | 120      | 2029 | Sriracha tailandesa I               |                                            | 100                  | 2028 |
| África                                                                  |                                              |          |      |                                     |                                            |                      |      |
| Argelia                                                                 | Hassi-Messaoud                               | 110      | 2028 |                                     |                                            |                      |      |

Nota: Solo incluye los cambios en la capacidad de refinería (adiciones o cierres) superiores a 70 kb/d. Los datos se redondean a la decena de kb/d más cercana.

| Tabla 5<br>PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ETANOL 1<br>(miles de barriles por día) |        |        |        |        |        |        |        |        |      |
|--------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|
|                                                                          | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   | 2030 |
| OCDE América del Norte                                                   | 1031   | 1049   | 1086   | 1074   | 1068   | 1076   | 1079   | 1089   | 1083 |
| Estados Unidos                                                           | 1002   | 1019   | 1055   | 1038   | 1029   | 1037   | 1040   | 1048   | 1042 |
| Canadá                                                                   | 29     | 30     | 31     | 36     | 38     | 39     | 40     | 41     | 41   |
| OCDE Europa                                                              | 112    | 114    | 123    | 130    | 140    | 149    | 164    | 183    | 193  |
| Austria                                                                  | 5      | 5      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4    |
| Bélgica                                                                  | 12     | 12     | 12     | 12     | 12     | 12     | 12     | 12     | 12   |
| Francia                                                                  | 20     | 21     | 22     | 23     | 24     | 26     | 28     | 30     | 30   |
| Alemania                                                                 | 13     | 12     | 14     | 14     | 15     | 16     | 16     | 16     | 16   |
| Italia                                                                   | 0      | 1      | 2      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4    |
| Países Bajos                                                             | 10     | 10     | 11     | 12     | 16     | 20     | 23     | 38     | 46   |
| Polonia                                                                  | 7      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12     | 14     | 15   |
| España                                                                   | 9      | 10     | 10     | 10     | 14     | 15     | 15     | 15     | 15   |
| <small>Reino Unido</small>                                               | 8      | 8      | 9      | 9      | 9      | 10     | 19     | 19     | 19   |
| OCDE Pacífico                                                            | 4      | 4      | 4      | 4      | 6      | 9      | 10     | 13     | 13   |
| Australia                                                                | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 4      | 6      | 6    |
| Total OCDE                                                               | 1147 0 | 1167 0 | 1213 0 | 1209 0 | 1214 0 | 1235 0 | 1254 0 | 1284 0 | 1288 |
| Eurasia                                                                  |        |        |        |        |        |        |        |        | 0    |
| Europa no perteneciente a la OCDE                                        | 2      | 2      |        |        | 2      | 2      | 2      | 2      | 2    |
| Porcelana                                                                | 66     | 68     | 186    | 187    | 87     | 87     | 87     | 88     | 93   |
| Oriente Medio                                                            | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0    |
| África                                                                   | 5      | 5      | 5      | 5      | 5      | 5      | 5      | 3      | 3    |
| Otros países de Asia                                                     | 112    | 127    | 156    | 181    | 202    | 219    | 243    | 259    | 278  |
| India                                                                    | 79     | 93     | 117    | 136    | 154    | 166    | 185    | 199    | 212  |
| Indonesia                                                                | 0      | 0      |        | 2      | 3      | 5      | 7      | 9      | 10   |
| Malasia                                                                  | 0      | 0      | 10     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0    |
| Filipinas                                                                | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7    |
| Singapur                                                                 | 1      | 2      | 5      | 7      | 7      | 9      | 11     | 11     | 14   |
| Tailandia                                                                | 25     | 25     | 26     | 29     | 30     | 32     | 32     | 33     | 34   |
| América Latina                                                           | 565    | 646    | 678    | 693    | 721    | 752    | 774    | 810    | 820  |
| Argentina                                                                | 20     | 20     | 18     | 21     | 21     | 22     | 22     | 23     | 23   |
| Brasil                                                                   | 528    | 607    | 640    | 652    | 680    | 710    | 732    | 768    | 777  |
| Colombia                                                                 | 6      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7      | 7    |
| Total no OCDE                                                            | 751    | 849    | 927    | 967    | 1017   | 1065   | 1111   | 1163   | 1195 |
| Mundo total                                                              | 1898   | 2016   | 2140   | 2176   | 2231   | 2300   | 2364   | 2447   | 2483 |

1 Producción volumétrica; para convertir a producción ajustada a la energía, se supone que el etanol tiene un contenido energético de 2/3 de la gasolina convencional.

| Tabla 5a                          |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       |       |      |
|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| PRODUCCIÓN MUNDIAL DE BIODIESEL1  |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       |       |      |
|                                   | (miles de barriles por día)                                                                                     |                   |           |       |       |       |       |       |      |
|                                   | 2022                                                                                                            | 2023              | 2024 2025 |       | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030 |
| OCDE América del Norte            | 209                                                                                                             | 288               | 335       | 340   | 390   | 378   | 389   | 399   | 399  |
| Estados Unidos                    | 203                                                                                                             | 280               | 316       | 312   | 357   | 339   | 346   | 356   | 356  |
| Canadá                            | 6                                                                                                               |                   | 19        | 28    | 34    | 38    | 43    | 43    | 43   |
| OCDE Europa                       | 282                                                                                                             | 8                 | 302       | 313   | 314   | 330   | 336   | 342   | 344  |
| Austria                           | 6                                                                                                               |                   | 11        | 11    | 11    | 11    | 11    | 11    | 11   |
| Bélgica                           | 3                                                                                                               |                   | 4         |       |       |       |       |       | 2    |
| Francia                           | 27                                                                                                              |                   | 35        | 3     | 3     | 2     | 1     | 1     | 39   |
| Alemania                          | 66                                                                                                              |                   | 72        | 38    | 39    | 39    | 39    | 39    | 64   |
| Italia                            | 23                                                                                                              | 293 10 4 26 74 25 |           | 72 25 | 64 25 | 64 25 | 64 25 | 64 25 | 25   |
| Países Bajos                      | 38                                                                                                              | 40                | 39        | 38    | 44    | 50    | 53    | 54    | 56   |
| Polonia                           | 19                                                                                                              | 19                | 21        | 21    | 21    | 22    | 21    | 23    | 23   |
| España                            | 35                                                                                                              | 29                | 32        | 37    | 40    | 41    | 43    | 45    | 45   |
| Reino Unido                       | 13                                                                                                              | 13                | 13        | 13    | 13    | 13    | 13    | 13    | 13   |
| OCDE Pacífico                     | 15                                                                                                              | 16                | 15        | 15    | 15    | 15    | 14    | 14    | 14   |
| Australia                         | 0                                                                                                               | 0                 | 0         | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0    |
| Total OCDE                        | 506                                                                                                             | 597               | 653       | 667   | 719   | 723   | 739   | 756   | 757  |
| Eurasia                           | 0                                                                                                               | 0                 | 0         | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0    |
| Europa no perteneciente a la OCDE | 15                                                                                                              | 17                | 13        | 13    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14   |
| Portugal                          | 42                                                                                                              | 43                | 43        | 37    | 37    | 40    | 43    | 36    | 36   |
| Oriente Medio                     | 2                                                                                                               | 2                 | 2         | 2     | 2     | 2     | 2     | 2     | 2    |
| África                            | 2                                                                                                               | 2                 | 1         | 1     | 1     | 1     | 2     | 2     | 2    |
| Otros países de Asia              | 270                                                                                                             | 303               | 351       | 393   | 421   | 451   | 470   | 482   | 497  |
| India                             |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       | 4     | 4    |
| Indonesia                         | 3                                                                                                               | 3                 | 3         | 3     | 3     | 3     | 3     | 350   | 360  |
| Malasia                           |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       | 45    | 46   |
| Filipinas                         |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       |       | 8    |
| Singapur                          |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       | 7     | 35   |
| Tailandia                         |                                                                                                                 |                   |           |       |       |       |       | 33    | 44   |
| América Latina                    | 187 24 4 29 23 212 28 4 33 23 265 31 4 32 24 299 34 5 28 24 219 43 6 28 29 250 44 7 33 35 262 44 7 32 40 280 86 |                   |           |       |       |       |       |       | 291  |
| Argentina                         | 37                                                                                                              | 19                | 24        | 29    | 29    | 29    | 30    | 30    | 30   |
| Brasil                            | 108                                                                                                             | 130               | 156       | 176   | 201   | 205   | 222   | 228   | 233  |
| Colombia                          | 13                                                                                                              | 13                | 13        | 13    | 13    | 13    | 14    | 14    | 14   |
| Total no OCDE                     | 492                                                                                                             | 532               | 607       | 677   | 727   | 769   | 811   | 822   | 842  |
| El biodiésel                      | 999                                                                                                             | 1128              | 1260      | 1344  | 1445  | 1492  | 1550  | 1578  | 1599 |

mundial 1 incluye diésel renovable.

| Tabla 6                                                     |                    |                    |                  |                  |
|-------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------|
| Capacidades de petróleo crudo y LGN1 de la OPEP+ hasta 2030 |                    |                    |                  |                  |
| (millones de barriles por día)                              |                    |                    |                  |                  |
|                                                             | 2024               | 2030               | 2024             | 2030             |
|                                                             | Capacidad de crudo | Capacidad de crudo | Capacidad de NGL | Capacidad de NGL |
| Argelia                                                     | 0,99               | 0,91               | 0.45             | 0.42             |
| Congo                                                       | 0,27               | 0,23               | 0.01             | 0.01             |
| Guinea Ecuatorial                                           | 0.06               | 0.05               | 0.04             | 0.02             |
| Gabón                                                       | 0,23               | 0,22               | 0.00             | 0.00             |
| Kuwait                                                      | 2.91               | 3.06               | 0.32             | 0.34             |
| Nigeria                                                     | 1.56               | 1.44               | 0,28             | 0,27             |
| Arabia Saudita                                              | 12.1               | 12.3               | 1.76             | 2.73             |
| <small>Emiratos Árabes Unidos</small>                       | 4.30               | 5.02               | 0.95             | 1.21             |
| Irak                                                        | 4.91               | 5.47               | 0,18             | 0,24             |
| Irán                                                        | 3.80               | 3.80               | 1.31             | 1.39             |
| Libia                                                       | 1.23               | 1.24               | 0.07             | 0.07             |
| Venezuela                                                   | 1.05               | 1.05               | 0.08             | 0.08             |
| Total de la OPEP                                            | 33.38              | 34.77              | 5.45             | 6.77             |
| Rusia                                                       | 9.53               | 9.47               | 1.40             | 1.40             |
| Kazajstán                                                   | 1.83               | 1.94               | 0.33             | 0.36             |
| México                                                      | 1.55               | 1.06               | 0.42             | 0,22             |
| Azerbaiyán                                                  | 0.48               | 0.42               | 0.12             | 0.13             |
| Omán                                                        | 0,76               | 0,78               | 0,24             | 0,26             |
| Otros países no pertenecientes a la OPEP OPEP+3             | 0,72               | 0.63               | 0,20             | 0.16             |
| Total No-OPEP                                               | 14.88              | 14.31              | 2.70             | 2.53             |
| Total OPEP+                                                 | 48.26              | 49.07              | 8.15             | 9.30             |

1 Las capacidades de NGL incluyen condensados.

2 niveles de capacidad que pueden alcanzarse en 90 días y mantenerse durante un período prolongado.

3 Otros miembros no pertenecientes a la OPEP Los miembros de la OPEP+ incluyen a Bahréin, Brunei, Malasia, Sudán y Sudán del Sur.

# Anexidades

## Abreviaturas y acrónimos

|                           |                                                                                  |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| ASEAN                     | Asociación de Naciones del Sudeste Asiático                                      |
| AS                        | Centro-este de Azerbaiyán                                                        |
| BART                      | Tránsito rápido del Área de la Bahía                                             |
| Gastos de capital         | gastos de capital                                                                |
| C5+                       | pentanos más                                                                     |
| CARBOB                    | Mezcla de gasolina reformulada de California para oxigenantes                    |
|                           | Mezcla                                                                           |
| CDD                       | grados-día de enfriamiento                                                       |
| CIF                       | costo, seguro y flete                                                            |
| CDU                       | unidad de destilación de crudo (refinería)                                       |
| CNOOC                     | Compañía Nacional de Petróleo Offshore de China                                  |
| CNPC                      | Compañía Nacional de Petróleo de China                                           |
| CNPE                      | Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)                                 |
| CO2                       | dióxido de carbono                                                               |
| CTC                       | petróleo crudo a productos químicos (refinería)                                  |
| CTL                       | Pozo de carbón a                                                                 |
| DUC                       | líquidos perforado pero incompleto                                               |
| EIA                       | Administración de Información Energética de EE. UU.                              |
| Exploración y producción  | exploración y producción                                                         |
| EOR                       | recuperación mejorada de petróleo                                                |
| ESG                       | ambiental, social y de gobernanza                                                |
| UE                        | unión Europea                                                                    |
| Asignaciones de la UE     | Asignaciones de la UE                                                            |
| RCDE UE                   | Vehículos eléctricos del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE               |
| vehículos eléctricos      |                                                                                  |
| FAMA                      | éster metílico de ácido graso                                                    |
|                           | unidad de craqueo catalítico fluido (refinería)                                  |
| FGP                       | proyecto de crecimiento futuro                                                   |
| FPSO                      | Producción, almacenamiento y descarga flotantes                                  |
| DEFENSOR                  | decisión final de inversión                                                      |
| ENGÑAR                    | libre a bordo                                                                    |
| Fracturación hidráulica   | fracturación hidráulica                                                          |
| PIB                       | producto interno bruto                                                           |
| Crisis financiera mundial | Crisis financiera mundial (2008)                                                 |
| GEI                       | gas de efecto invernadero                                                        |
| GL                        | Oficina de Activos Extranjeros del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos |
|                           | Control de licencia general                                                      |

|                                                 |                                                                                                                                                                 |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| GOR                                             | relación gas-petróleo                                                                                                                                           |
| GTL                                             | gas a líquido                                                                                                                                                   |
| HCK                                             | hidrocraqueador (unidad de refinería)                                                                                                                           |
| <small>Vehículo híbrido eléctrico (HEV)</small> | vehículo eléctrico híbrido                                                                                                                                      |
| HDT                                             | unidad de hidrot ratamiento                                                                                                                                     |
| HSFO                                            | fueloil con alto contenido de azufre                                                                                                                            |
| <small>Tren de alta velocidad</small>           | para trenes de alta velocidad                                                                                                                                   |
| HVO                                             | aceite vegetal hidrot ratado                                                                                                                                    |
| -----                                           | Asociación Internacional de Transporte Aéreo                                                                                                                    |
| OMI                                             | Organización Marítima Internacional                                                                                                                             |
| HIELO                                           | motor de combustión interna                                                                                                                                     |
| AIE                                             | Agencia Internacional de Energía                                                                                                                                |
| COI                                             | compañía petrolera internacional                                                                                                                                |
| IP90                                            | Producción promedio inicial de petróleo de 90 días                                                                                                              |
| IRA                                             | Ley de Reducción de la Inflación (Estados Unidos)                                                                                                               |
| PTI                                             | Oleoducto Irak-Turquía                                                                                                                                          |
| ITT                                             | Ishpingo-Tambococha-Tiputini                                                                                                                                    |
| JOA                                             | acuerdo de operación conjunta                                                                                                                                   |
| KMZ                                             | Ku-Maloob-Zaap                                                                                                                                                  |
| KOC                                             | Compañía petrolera de Kuwait                                                                                                                                    |
| <small>Gobierno Regional del Kurdistan</small>  | Gobierno Regional del Kurdistan                                                                                                                                 |
| LCFS                                            | Estándar de combustible bajo en carbono (utilizado en California)                                                                                               |
| LDV                                             | vehículo ligero                                                                                                                                                 |
| GNL                                             | gas natural licuado                                                                                                                                             |
| GLP                                             | gas licuado de petróleo                                                                                                                                         |
| LTO                                             | aceite ligero y hermético                                                                                                                                       |
| MER                                             | tipos de cambio del mercado                                                                                                                                     |
| MERAM                                           | Proyecto de maximización de la recuperación y monetización del etano                                                                                            |
| MGO                                             | millas por galón                                                                                                                                                |
| MPG                                             | de gasóleo marino                                                                                                                                               |
| MTBE                                            | metil terc-butil éter                                                                                                                                           |
| n-butano                                        | butano normal                                                                                                                                                   |
| <small>Oficina Nacional de estadística</small>  | Oficina Nacional de Estadísticas de China                                                                                                                       |
| LGN                                             | líquidos de gas natural                                                                                                                                         |
| CON                                             | compañías petroleras nacionales                                                                                                                                 |
| noroeste                                        | Noroeste de Europa                                                                                                                                              |
| OCDE                                            | Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos                                                                                                     |
| OFAC                                            | Oficina de Activos Extranjeros del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos Control                                                                        |
| OPEP                                            | Organización de Países Exportadores de Petróleo                                                                                                                 |
| OPEP-12                                         | Argelia, Congo, Guinea Ecuatorial, Gabón, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela                                |
| OPEP+                                           | Está compuesto por 22 países e incluye al miembro de la OPEP-12 más Azerbaiyán, Bahréin, Brunéi, Kazajstán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán del Sur y Sudán |

|                                                                |                                                                               |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Gastos operativos                                              | gastos operativos                                                             |
| PDH                                                            | deshidrogenación de propano Petróleos                                         |
| PDVSA                                                          | de Venezuela, SA                                                              |
| Educación Vía                                                  | polietileno                                                                   |
| PÁGINAS                                                        | polipropileno                                                                 |
| PPP                                                            | paridad de poder adquisitivo                                                  |
| Contrato de Inquilinato/Palacio                                | contrato de producción compartida                                             |
| CLORURO DE POLIVINILO                                          | Cloruro de polivinilo                                                         |
| RIGI                                                           | Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones                                 |
| RPK                                                            | ingresos pasajeros kilómetro Brasil Refinería                                 |
| RNEST                                                          | Abreu e Lima                                                                  |
| RPK                                                            | kilómetros de pasajeros por ferrocarril                                       |
| RRR                                                            | tasas de reemplazo de reservas                                                |
| Aviación Sostenible                                            | combustible de aviación sostenible                                            |
| SECA                                                           | Área de control de emisiones de azufre                                        |
| STEO                                                           | Perspectivas energéticas a corto plazo (EIA de EE. UU.)                       |
| SUV                                                            | vehículos deportivos utilitarios                                              |
| ALQUITRÁN                                                      | Paradas (para mantenimiento mayor)                                            |
| TfL                                                            | Transporte para Londres                                                       |
| TMX                                                            | Proyecto de expansión de Trans Mountain                                       |
| Emiratos Árabes Unidos                                         | Emiratos Árabes Unidos                                                        |
| UCO                                                            | aceite de cocina usado                                                        |
| Naciones Unidas                                                | Naciones Unidas                                                               |
| Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo | Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo                |
| Dólar estadounidense                                           | dólar estadounidense                                                          |
| USGC                                                           | Costa del Golfo de Estados Unidos                                             |
| PADD de EE. UU.                                                | Administración del Petróleo de los Estados Unidos para el Distrito de Defensa |
| PADD 1 de EE. UU.                                              | Costa Este                                                                    |
| PADD 2 de EE. UU.                                              | Medio Oeste                                                                   |
| PADD 3 de EE. UU.                                              | Costa del Golfo                                                               |
| PADD 4 de EE. UU.                                              | Montañas Rocosas                                                              |
| PADD 5 de EE. UU.                                              | Costa Oeste                                                                   |
| VGO                                                            | gasóleo de vacío                                                              |
| VLSFO                                                          | fueloil con muy bajo contenido de azufre                                      |
| VMT                                                            | millas recorridas por el vehículo                                             |
| WCS                                                            | Crudo Western Canadian Select                                                 |
| WCSB                                                           | Cuenca sedimentaria del oeste de Canadá                                       |
| Trabajo desde casa                                             | trabajar desde casa                                                           |
| WTI                                                            | Escuela intermedia del oeste de Texas                                         |
| OMC                                                            | Organización Mundial del Comercio                                             |

## Unidades de medida

|                                  |                                           |
|----------------------------------|-------------------------------------------|
| barril                           | barril (de petróleo)                      |
| b/d                              | barriles por día                          |
| barril de energía                | barriles de petróleo equivalente          |
| GW                               | gigavatio                                 |
| kb/d                             | mil barriles por día                      |
| kilómetros                       | kilómetro                                 |
| mb/d                             | millones de barriles por día              |
| megabyte                         | millones de barriles                      |
| millones de pies cúbicos por día | millones de pies cúbicos estándar por día |
| Monte                            | millones de toneladas                     |
| Mt/año                           | millones de toneladas por año             |
| Mtpa                             | millones de toneladas por año             |
| gracias                          | toneladas-kilómetro                       |
| el                               | toneladas                                 |

Agencia Internacional de Energía (AIE)

Este trabajo refleja las opiniones de la Secretaría de la IEA, pero no necesariamente las de sus países miembros ni las de ningún financiador o colaborador en particular. No constituye asesoramiento profesional sobre ningún tema o situación específica. La IEA no ofrece ninguna declaración ni garantía, expresa o implícita, respecto al contenido del trabajo (incluida su integridad o exactitud) y no se responsabiliza del uso que se haga de él ni de la confianza depositada en él.



Sujeto al Aviso de la IEA [para contenido con licencia CC](#), Esta obra está licenciada bajo una [licencia Creative Commons Atribución 4.0](#)  
[Licencia internacional.](#)

A menos que se indique lo contrario, todo el material presentado en figuras y tablas se deriva de datos y análisis de la IEA.

Publicaciones de la

AIE Agencia Internacional de

Energía Sitio web: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Información de contacto: [www.iea.org/contact](http://www.iea.org/contact)

Composición tipográfica en Francia por la IEA - junio de 2025

Diseño de portada: IEA

Créditos de las fotos: © Shutterstock

