



Promoción de los combustibles limpios

● Por qué los combustibles fósiles ocupan un espacio central en el consumo de energía

● Los combustibles de origen orgánico y el hidrógeno y su rol en la descarbonización

● La reducción de emisiones dentro del sector fósil

5

Mensajes clave

1

Cerca de la mitad del consumo energético en la región y en el mundo deberá ser atendido por combustibles. Por ello, las alternativas para producir combustibles con bajas emisiones de GEI son centrales para la transición energética.

2

Los combustibles posiblemente mantendrán un rol central en tres usos energéticos: 1) producción de temperaturas muy elevadas en procesos industriales; 2) usos móviles de la energía, especialmente el transporte de cargas y aéreo; 3) generación eléctrica en sitios remotos que carecen de recursos alternativos y como respaldo en situaciones críticas.

3

Las alternativas para producir combustibles de bajas emisiones provienen de dos grupos: el hidrógeno y sus derivados, y los combustibles de origen orgánico. Para que estas alternativas sean carbononeutrales se requiere una gestión sostenible de las cadenas de suministro.

4

La reducción de emisiones asociadas a la industria de los combustibles fósiles es un espacio de central importancia para la transición energética. Este incluye la reducción o eliminación de las emisiones fugitivas en la producción, transporte y transformación de los combustibles, la sustitución de otros combustibles fósiles por gas natural y la electrificación de procesos productivos para reducir el uso de combustibles fósiles en todas las etapas de la cadena de valor.

5

Los combustibles de fuentes orgánicas pueden ser aliados de la descarbonización en la medida que se limite su demanda de uso del suelo y se concentren los esfuerzos en atender usos con escasas alternativas, como el transporte aéreo y marítimo. Diversificar el tipo de insumos utilizados es crítico, por ejemplo, incrementando el uso de celulosa.

6

El hidrógeno puede obtenerse a partir de insumos fósiles, de insumos orgánicos y del agua. El producido con insumos fósiles u orgánicos puede considerarse de bajas emisiones cuando se incorpora captura y secuestro de carbono y los insumos son obtenidos de manera sostenible: sin emisiones fugitivas, en el caso de los insumos fósiles, y sin deforestación inducida, en el caso de los insumos orgánicos. Por su parte, el producido a partir del agua es bajo en emisiones cuando la electricidad usada proviene de fuentes no combustibles.

7

El hidrógeno puede cumplir un rol importante para dotar de flexibilidad al sector energético ante la elevada participación de fuentes de generación de electricidad intermitentes, como la solar y la eólica. Los excedentes de energía generada mediante estas fuentes renovables pueden aprovecharse para la producción de hidrógeno y utilizar este en los momentos, lugares y aplicaciones que más lo requieran.

8

La producción, el transporte y las transformaciones que atraviesan los combustibles fósiles liberan gases de efecto invernadero por el uso de energía que requieren estos procesos y por la prevalencia de emisiones fugitivas de metano. La electrificación de los procesos y la eliminación de las emisiones fugitivas permitiría reducir significativamente el impacto en el calentamiento global asociado al uso de combustibles fósiles.

9

La disponibilidad de recursos de gas natural de América Latina y el Caribe representa una oportunidad para asistir a la reducción de emisiones a nivel regional y global a través de la sustitución de los derivados del petróleo y del carbón. Para esto, resulta clave el desarrollo de infraestructura para el comercio de gas licuado y la reducción de las emisiones fugitivas asociadas a su producción y transporte. La estrategia de uso del gas natural como combustible de transición en la región debe ser compatible con las trayectorias de emisiones deseadas en el marco de la transición energética.

Promoción de los combustibles limpios¹

Introducción

Dadas las tecnologías conocidas en la actualidad y su evolución prevista, ciertos usos energéticos seguirán dependiendo del uso de combustibles, incluso en los escenarios más agresivos de descarbonización. Los combustibles que se usan hoy son mayoritariamente de origen fósil y tienen asociadas cuantiosas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), entre otros impactos ambientales. Este capítulo aborda las alternativas disponibles para la producción de combustibles de bajas emisiones con las propiedades necesarias para satisfacer esos usos.

Los escenarios más auspiciosos de transición energética para América Latina y el Caribe (ALyC) estiman una tasa de electrificación objetivo de alrededor del 50 % para 2050, como muestra el capítulo 4. La otra mitad del consumo energético deberá ser atendido por otros productos o vectores energéticos ajenos al tendido eléctrico. Eso equivale a un consumo energético anual en la región que alcanza 12 exajulios

(EJ). Para eliminar las emisiones asociadas a la energía, casi la totalidad de este remanente deberá ser atendido con combustibles limpios, que pueden ser complementados, en una pequeña proporción, con productos energéticos portadores de calor (por ejemplo, vapor de agua para calefacción y agua caliente en distritos residenciales remotos).

Existen tres tipos de usos en los que los combustibles posiblemente mantendrán un rol central en un nuevo equilibrio de los sistemas energéticos con cero emisiones². El primero es el uso de energía para generar calor o satisfacer la “demanda térmica” en los procesos industriales, debido a que resulta muy difícil alcanzar con electricidad las temperaturas elevadas que requieren algunos de estos procesos. El segundo, los usos móviles de la energía, especialmente en el transporte de cargas y aéreo, puesto que requieren un insumo con alta densidad energética que las soluciones eléctricas existentes no pueden proveer.

¹ Este capítulo fue elaborado por Walter Cont y Federico Juncosa con la asistencia de investigación de Lautaro Carrizo y Agustín Staudt.

² Ver los capítulos 4, 6 y 8 para un mayor detalle.

La densidad energética aquí se refiere al contenido de energía por unidad de volumen y de peso, considerando el producto energético en sí (por ejemplo, la gasolina o electricidad) y el equipamiento requerido para su almacenamiento y uso (por ejemplo, el tanque de combustible o la batería). El tercer tipo es el uso de combustibles para la generación eléctrica destinada a atender consumos en lugares remotos, desprovistos de otros recursos, y para asegurar el suministro eléctrico ante intermitencias de la generación renovable no convencional, hasta que se presenten alternativas competitivas para el almacenamiento de electricidad en escala suficiente.

Este capítulo aborda dos grupos de alternativas para obtener combustibles limpios que reemplacen a los de origen fósil: el primer grupo está formado por el hidrógeno y sus derivados; y el segundo, por los combustibles de origen animal y vegetal. Además, en el camino hacia la descarbonización, existen acciones de alto impacto para reducir las emisiones asociadas a los combustibles fósiles. Estas pueden clasificarse en dos tipos: 1) acciones que mejoran la eficiencia

de los sistemas energéticos, es decir, que reducen los insumos de energía necesarios para producir los combustibles de uso final, en las etapas de producción de petróleo y gas, transporte y distribución, y refinado de petróleo; y 2) acciones que reducen la intensidad de las emisiones de los combustibles que se usan de manera directa, sin mediar cambios en la eficiencia. Las políticas para actualizar las tecnologías de generación a partir de fuentes fósiles son ejemplo de las primeras, puesto que permiten reducir las emisiones por unidad de electricidad generada a través de la mejora de la eficiencia energética. Un ejemplo de las segundas es el reemplazo del carbón mineral por el gas natural, con el que se pueden aminorar las emisiones, sin que necesariamente mejore la eficiencia energética de los sistemas. En este capítulo se describen algunos de los factores que determinan la dependencia de los recursos fósiles, incluida su alta disponibilidad, y las tecnologías que pueden contribuir a la descarbonización de los usos finales no eléctricos, su grado de desarrollo y las barreras identificadas para su expansión. Además, se describe el rol de la industria y los recursos fósiles en la transición energética.

El dominio actual de los combustibles fósiles

Los combustibles de origen fósil son la fuente de la mayor parte de la oferta energética en la región y el mundo, tanto como insumos en la generación eléctrica como para usos finales (AIE, 2023x). En América Latina, los combustibles de este tipo representan 14,8 EJ, casi dos tercios del consumo final de energía. Además, son la fuente del 19 % de la generación eléctrica de la región. Conjuntamente, el consumo final de combustibles y la generación de electricidad requieren 23,4 EJ de insumos fósiles. En el caso del Caribe, el 72 % del consumo final de energía y el 46 % de la generación están basados en combustibles fósiles, para lo que se requieren 1,52 EJ de insumos de este tipo³. Esta centralidad de los combustibles fósiles en los sistemas de energía actuales responde a un conjunto de atributos destacados del carbón mineral, el petróleo y sus derivados y el gas natural.



Los combustibles fósiles representan casi dos tercios del consumo final de energía en la región

La densidad energética por masa y volumen de los combustibles fósiles es elevada, lo que facilita un almacenamiento y transporte eficiente. Productos como la gasolina, el gasóleo y el combustible de turbina de aviación, entre otros, se encuentran en estado líquido para los rangos de temperatura y presión que abarcan casi por completo las condiciones climáticas atmosféricas donde habita la población. El carbón mineral, por su parte, puede ser transportado por todos los modos sin requerir aislamiento y sin riesgos de fuga. Además, a diferencia de los

3 Valores correspondientes al promedio de 2017 a 2021, tomados de OLADE (2023b).

combustibles líquidos derivados del petróleo, puede ser almacenado por tiempo indefinido y expuesto a cualquier condición ambiental. La facilidad de almacenamiento y transporte de estos combustibles, en formas sólida, líquida o gaseosa, ha sido fundamental para su dominio en la cadena energética. Además, la capacidad de entrega de energía de los combustibles líquidos y gaseosos (tasa de entrega de energía) es elevada, permitiendo su uso en un amplio abanico de aplicaciones que así lo requieren.

Entre los combustibles fósiles, el gas natural es el que, en el momento de la combustión, menos emisiones genera por unidad de energía entregada. Sin embargo, su densidad energética por unidad de volumen es casi mil veces inferior a la de los derivados líquidos del petróleo, lo que lo convierte en un combustible más costoso de transportar. Los elevados costos y necesidades de infraestructura que requiere ese transporte han llevado a que, históricamente, el gas natural se consumiera cerca del lugar de producción. Sin embargo, el comercio interregional ha ido en aumento desde la década de 1960 gracias al desarrollo de tecnologías para transportar y almacenar el gas metano en estado líquido (GNL) y a la expansión de la red de gasoductos. En este último caso, el costo del transporte puede alcanzar más del 50 % del costo total a lo largo de su cadena de valor.

Más allá de estos atributos positivos de los combustibles fósiles, su cadena de valor reviste una complejidad técnica y financiera considerable⁴. Primero, se observan grandes costos iniciales para la producción de petróleo, el transporte de petróleo y gas, la distribución de gas y el refinamiento de crudo. Segundo, una parte importante de las decisiones de los inversionistas de incurrir en estos costos ocurre en contextos de muy alta incertidumbre, en particular en la fase de exploración de recursos fósiles. Tercero, los horizontes de planificación detrás de esas decisiones son largos: el plazo de amortización promedio de las inversiones en producción de petróleo y en refinamiento, por ejemplo, rondan los 30 años. Considerados globalmente, los costos totales del ciclo de vida de los productos finales en forma de combustibles líquidos que hoy se consumen distan de ser bajos.

Detrás del equilibrio actual de los sistemas energéticos con gran dependencia de los recursos fósiles se encuentran no solo los atributos y ventajas en costos de estos recursos; también, existe una prolongada experiencia y las decisiones de los Estados de crear una industria fósil para satisfacer sus necesidades energéticas y potenciar su desarrollo. Esta experiencia acumulada en la actualidad implica una gran fuerza de coordinación de la producción y el consumo, que llevan a que el equilibrio actual sea económicamente viable, por ejemplo, por la prolongada vida útil del conjunto de instalaciones descritas para el transporte, almacenamiento y refinamiento ya en actividad y el establecimiento de procesos productivos asociados, como el de la industria petroquímica.

La combinación de esos factores (inversiones ya realizadas en explotación, infraestructura y equipamientos y la actual viabilidad económica del sistema) han derivado en lo que se denomina efecto de bloqueo (traducción literal del término inglés *lock-in*), que hacen difícil abandonar esos productos. El efecto de bloqueo supone un incentivo para que las empresas maximicen la tasa de uso de los bienes de capital ya instalados y en condiciones de continuar operando. Al mismo tiempo, representa un desafío para la transición hacia fuentes de energía más limpias, ya que hace que el desmantelamiento o la reconversión de estas instalaciones sean económicamente desafiantes. Superar la inercia de estos sistemas y desvalorizar las inversiones existentes requiere una coordinación y planificación cuidadosas, con políticas y mecanismos que faciliten una transición ordenada hacia un nuevo equilibrio económico y ambientalmente sostenible. Esto apunta a que la transición hacia una matriz energética más sostenible no es solo una cuestión de inversión financiera, sino también un problema de coordinación y planificación a largo plazo.

4 Para más detalles, véase el apéndice de este capítulo disponible en línea.

Disponibilidad de recursos fósiles

La región de América Latina y el Caribe dispone de grandes cantidades de recursos de petróleo y gas en tierra firme y en su plataforma continental tanto de tipo convencional como no convencional. Los recursos convencionales se refieren a depósitos concentrados de petróleo y gas natural que ocurren en trampas geológicas naturales. Dentro de estos, las reservas probadas en yacimientos convencionales de petróleo o de gas natural son aquellas estimadas en yacimientos cuya explotación es rentable con la tecnología actual y la infraestructura disponible en el país en el momento de la evaluación⁵. Los recursos no convencionales, en cambio, se caracterizan por presentarse más dispersos, típicamente mezclados en arenas o en suelos de baja permeabilidad, lo que demanda el uso de procesos más activos de estimulación de los yacimientos para la extracción y separación de impurezas para su producción. Determinar la factibilidad técnica y económica de su explotación resulta más compleja debido a la incertidumbre sobre las condiciones reales de los yacimientos dispersos.

● ●
La región dispone de grandes cantidades de recursos de petróleo y gas tanto en tierra firme como en su plataforma continental y tanto de tipo convencional como no convencional

El cuadro 5.1 muestra los recursos de petróleo y gas natural en los países de la región en 2021. En él se observa una gran disponibilidad de recursos, pero distribuidos entre países de manera dispar. De los 27 países que componen la región, 16 declaran recursos nulos. Solo Venezuela posee casi el 90 % de las reservas probadas de petróleo convencional. Sin embargo, enfrenta un declive sostenido de la producción, que actualmente representa un cuarto de la que obtenía a inicios del siglo. Brasil, Guyana

y México suman un 80 % de las reservas probadas convencionales de petróleo de América Latina y el Caribe, excluyendo Venezuela. Por su parte, el conjunto de reservas de Argentina, Colombia y Ecuador totalizan el 17 %.

En cuanto a recursos de petróleo no convencionales técnicamente recuperables, Argentina destaca por disponer de aproximadamente 165 EJ, mientras que Bolivia, Brasil, Colombia y Chile tienen conjuntamente recursos cercanos a 92 EJ. Las reservas de petróleo no convencional técnicamente recuperable en América Latina y el Caribe, excluyendo a Venezuela, superan el total de recursos convencionales. El conjunto de recursos probados y recuperables (sin contar tampoco Venezuela) equivalen a más de 40 años de consumo al ritmo actual.

En el caso de las reservas probadas de gas natural, Venezuela reporta un 68 % de la región, mientras que los siete países que le siguen concentran un 28 %, con participaciones bastante similares, que oscilan entre 15 EJ (Argentina) y 9 EJ (Bolivia). Los recursos no convencionales de gas natural técnicamente recuperables casi quintuplican a los convencionales y se encuentran fuertemente concentrados en Argentina, con un 59 % del total, y Venezuela y Brasil, que conjuntamente suponen el 30 %. Sumadas, las reservas convencionales probadas y los recursos no convencionales técnicamente recuperables de la región representan más de 160 años de consumo al nivel actual.

La elevada disponibilidad de recursos de gas natural en la región puede representar una oportunidad para contribuir a la reducción de emisiones domésticas y globales en el corto plazo a través de la sustitución temporal de otras fuentes más contaminantes en el camino hacia la descarbonización. En el último apartado de este capítulo, se discuten los posibles riesgos que presenta ese aprovechamiento cuando aumentan los incentivos a mantener su uso en el largo plazo.

⁵ Las reservas probables son los volúmenes que podrían recuperarse con una probabilidad alta de yacimientos ya descubiertos, cuando exista un mayor desarrollo de la tecnología de explotación. No cuentan con estudios exploratorios para su medición, pero se estiman con base a la información disponible de yacimientos próximos y similares. Finalmente, las reservas posibles son los volúmenes que se estima podrían ser extraídos de yacimientos identificados por formaciones conocidas, con bajo nivel de probabilidad, y que no cuentan aún con estudios exploratorios.

Sin embargo, estos recursos también pueden representar una importante barrera para reducir las emisiones asociadas al consumo energético. Esta situación afecta en particular a las reservas probadas, donde generalmente ya se han cubierto los costos de exploración y, en muchos casos, construido infraestructura para su explotación, lo que ha conllevado inversiones considerables. Más generalmente, los proyectos petroleros en producción en la actualidad presentan distintos

niveles de costos variables de extracción. Aquellos con menores costos serán más renuentes a detener su producción ante políticas de disminución de las emisiones, como los precios al carbono y la reducción de la demanda. En última instancia, el ritmo al que descienda la explotación de fósiles dependerá en buena medida de la evolución de los precios de la energía y de los costos de esos proyectos.

Cuadro 5.1

Reservas de petróleo en 2021 por países

País	Petróleo				Gas natural			
	Yacimientos convencionales, reservas probadas		Yacimientos no convencionales, recursos recuperables		Yacimientos convencionales, reservas probadas		Yacimientos no convencionales, recursos recuperables	
	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo
Venezuela	1.857	3.157	82,0	48	207	197	170	179
Brasil	81,6	19	32,4	138	14	10	250	368
Guyana	55,1	1.594			14	341.664		
México	37,4	12			11	3		
Argentina	17,3	18	165	155	15	8	817	1.619
Colombia	11,1	14	41,6	33	3	7	56	26
Ecuador	8,2	16			0	6		
Perú	1,5	3			10	31		
Trinidad y Tobago	1,3	219			11	17		
Bolivia	1,2	8	3,7	1	9	56	37	6
Cuba	0,8	2			3	79		
Surinam	0,5	20						
Guatemala	0,5	3			7	718.663		
Chile	0,1	0	14,1	10	0	1	49	11
Belice	0,0	5						
Barbados	0,0	1			0	5		
TOTAL	2.074	158	365	29	304	31	1.457	133
TOTAL s. VEN	217	18,4	283	22	97	9	1.287	123

Nota: El cuadro presenta las reservas probadas, probables y posibles, expresadas en exajulios (EJ), para los países de ALyC con información disponible en 2021. Los datos de yacimientos no convencionales corresponden a recursos técnicamente recuperables. En el caso de las reservas probadas de yacimientos convencionales, "años de consumo" representan la disponibilidad, medida en años, que dichas reservas pueden cubrir de acuerdo con el ritmo de consumo doméstico actual. No incluye recursos no convencionales no contabilizados como reservas. Los países no mostrados reportan reservas nulas del recurso.

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2023c) y EIA (2013) para recursos no convencionales.



La elevada disponibilidad de recursos de gas natural en la región puede contribuir a la reducción de las emisiones domésticas y globales en el corto plazo

Finalmente, los cambios tecnológicos pueden tener efectos inciertos sobre la evolución de la producción, puesto que pueden tanto mejorar la

competitividad de las energías alternativas como reducir los costos de producción de los combustibles fósiles. Así, en ausencia de un *boom de las* tecnologías de bajas emisiones y de una política global de precios al carbono, la sustitución por fuentes renovables requerirá de medidas de política decisivas, en la forma de regulaciones ambientales, cambios en los incentivos al sector privado, a través de impuestos y subsidios, o inversión pública directa (Borenstein y Kellogg, 2021).

Combustibles de origen agropecuario, forestal y de desechos

Entre los recursos energéticos más antiguos con que cuenta la humanidad se encuentran los combustibles de origen animal y vegetal. Con ellos, las sociedades premodernas satisficieron sus necesidades energéticas, por ejemplo, de iluminación y calor para el ambiente y la preparación de alimentos. Estos combustibles incluyen, por supuesto, la leña, pero también los desechos, como el estiércol seco, y productos derivados de animales, como el aceite de ballena. En la actualidad, esos usos tradicionales de los combustibles de origen animal y vegetal continúan existiendo (como se documenta en el capítulo 7), aunque se han incorporado nuevos productos de alta tecnología.

El avance tecnológico posibilitó el desarrollo de combustibles de gran calidad a partir de procesos de transformación de insumos de origen animal y vegetal. Estos se usan en gran escala en la actualidad como sustitutos y típicamente combinados con combustibles equivalentes de origen fósil. Dos ejemplos destacados son el biodiésel (mezclado con el diésel fósil) y el etanol (en general, junto con gasolina, aunque, en países concretos, como Brasil, se usa en estado puro).

El conjunto de estos productos recibe la denominación convencional de biomasa e incluye los desechos animales y vegetales y el estiércol. Dentro de la biomasa, se suele usar el término biomasa tradicional para referirse a materias primas que se usan como combustibles sin atravesar procesos de transformación industriales relevantes (por ejemplo, la leña), mientras que se llama biocombustibles a los obtenidos a partir de productos de origen animal y vegetal sometidos a procesos de transformación. El biodiésel y el etanol producidos en la actualidad son conocidos como biocombustibles de primera generación, término que designa a los que usan insumos alimentarios tradicionales para su producción. El etanol se obtiene principalmente a partir del almidón de maíz y del azúcar de caña. El biodiésel se produce sobre todo a partir de aceites vegetales provenientes de la soja, el sorgo o la palma aceitera.

Rol de la biomasa en la transición energética

La biomasa puede jugar un papel destacado en la descarbonización de los usos energéticos que requieren vectores combustibles. En el capítulo 3 se mostró que, en el momento de la combustión, estos productos generan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) comparables a sus equivalentes de origen fósil: el carbón vegetal un poco más que el carbón mineral, el biodiésel y etanol en grado similar al diésel y la gasolina, etc. Sin embargo, en el caso de la biomasa, la totalidad del carbono emitido en el momento de la combustión debió ser retirado de la atmósfera poco tiempo antes por acción de la fotosíntesis. Estos combustibles serían considerados carbononeutrales si no se usaran insumos (fertilizantes, herbicidas, etc.) y energía con emisiones para la producción agropecuaria y la transformación a combustibles y si la escala temporal entre las emisiones de la combustión y la subsiguiente captura para la renovación del recurso fuera corta.



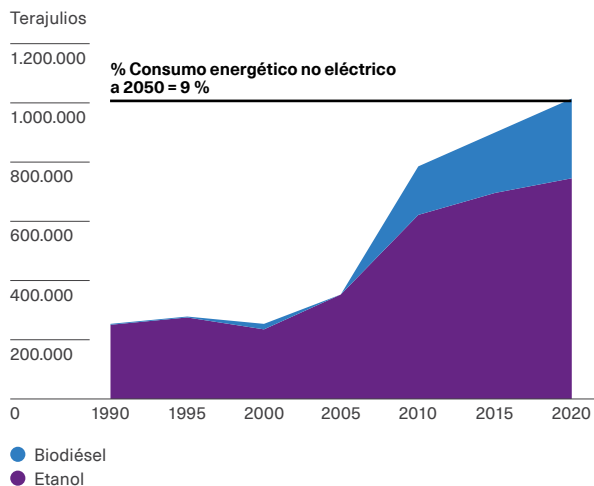
La biomasa puede jugar un papel destacado en la descarbonización de los usos energéticos que requieren combustibles

Dado el potencial agrícola que tiene América Latina y el Caribe, existe ya una industria madura alrededor de la producción de biocombustibles, apoyada por políticas públicas activas, en forma de regulaciones que imponen cortes mínimos obligatorios en los combustibles líquidos y subsidios agrícolas. Los objetivos de estas políticas exceden los ambientales, ya que persiguen otros fines, como brindar soporte en materia de precios a los productos agropecuarios y sustituir importaciones de combustibles. El gráfico 5.1 muestra el avance en la producción de biocombustibles en países seleccionados de la región.

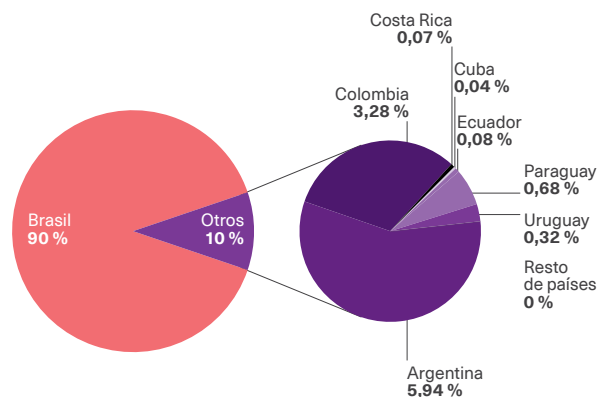
Gráfico 5.1

Producción de biocombustibles en América Latina y el Caribe

Panel A.
Producción de biocombustibles en el período 1990-2020



Panel B.
Composición de la producción de biocombustibles por países en 2020



Nota: El gráfico muestra la evolución de los biocombustibles de primera generación en el panel A y la composición del total de biocombustibles de primera generación por países de ALyC con información disponible en el panel B. Los países sin producción de etanol y biodiésel fueron agrupados en "resto de países". Se puede ver la lista de países que integran esta categoría en el apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en OLADE (2023b).

¿Aliados u obstáculos para la descarbonización?

Los biocombustibles de primera generación enfrentan un conjunto de desafíos ambientales que deben ser resueltos para que puedan apoyar la transición energética. El problema radica en que utilizan como insumo materias primas que compiten con el uso para alimentos. Es decir, suponen una demanda de uso del suelo adicional a la que debe atender los requerimientos alimenticios y de materiales y fibras que se consumen en el mundo. Este requerimiento de espacio se manifiesta como un aumento en el precio de los alimentos y un incentivo a continuar incorporando tierras naturales a la producción agrícola. La demanda creciente de suelo cultivable puede afectar severamente la evaluación de la intensidad de carbono durante el ciclo de vida de los biocombustibles. De hecho, modelos de evaluación integrada (MEI) muestran que, para el caso del transporte liviano, la cantidad de hectáreas de suelo necesarias para producir biocombustibles suficientes a fin de recorrer una distancia determinada con un vehículo de combustión interna es aproximadamente diez veces superior a las hectáreas requeridas de paneles solares para generar la electricidad que consumiría un vehículo equivalente de propulsión eléctrica (Van De Ven et al., 2021).

Cuando los insumos alimentarios usados para la obtención de biocombustibles se producen en tierras que se encontraban en estado natural, por ejemplo, albergando bosques, se liberan emisiones por causa de la deforestación y la pérdida de carbono en el suelo. Esto da lugar a una “deuda de carbono” que varía de acuerdo con el ecosistema donde ocurrió este cambio en el uso del suelo. Además de la competencia por el suelo cultivable, los biocombustibles típicamente requieren del uso intensivo de insumos agrícolas —fertilizantes, herbicidas e insecticidas— cuya producción es intensiva en carbono y que son nocivos para el aire y las cuencas de agua locales. Una vez consideradas las emisiones que el cambio en el uso del suelo genera, los sucesivos ciclos de cosechas resultan en una captura neta de carbono durante el crecimiento de los cultivos, seguida de una nueva liberación por la combustión y uso de los biocombustibles obtenidos.

El reemplazo de combustibles de origen fósil por estos productos resulta en emisiones evitadas que, con el tiempo, permiten cancelar dicha deuda.



Cuando los insumos usados para producir biocombustibles provienen de áreas que albergaban bosques, se liberan emisiones por causa de la deforestación y la pérdida de carbono en el suelo

Fargione et al. (2008) estiman el tiempo de repago de la deuda de carbono para los diversos cultivos que se usan en la producción de biocombustibles y los ecosistemas donde se introducen. Para calcularlo, consideran la productividad agropecuaria, el contenido de carbono en el ecosistema antes de cambiar el uso del suelo y la fracción de calorías de la producción que son destinadas a la generación de energía respecto a los coproductos (por ejemplo, en el caso del maíz, los remanentes, luego de extraído el almidón, son destinados a la alimentación de ganado). El análisis estima que el tiempo de repago de la deuda de carbono para bosques tropicales supera los 80 años, alcanzando máximos por encima de los 400 años. En el caso de ecosistemas de pastizales y matorrales, por ejemplo, el tiempo de repago muestra valores desde 17 años hasta 93 años. Lark et al. (2021) estudian el impacto del estándar de combustibles renovables (RFS, por sus siglas en inglés) adoptado en Estados Unidos para las emisiones de GEI. En ese trabajo estiman que, debido a los cambios en el uso del suelo y la utilización de fertilizantes nitrogenados, las emisiones del ciclo de vida del etanol de maíz en un horizonte de 30 años son un 24 % superiores a las de la gasolina de ese país⁶.

Incluso cuando puede determinarse con certeza que el origen de los insumos usados para la producción de biocombustibles proviene de parcelas que ya se

⁶ Otra implicancia de la deuda de carbono descrita se refiere al distinto perfil temporal de las emisiones en el caso de reemplazar combustibles de origen fósil por biocombustibles. La mayor parte de las emisiones asociadas a los biocombustibles de primera generación ocurren en el momento del cambio de uso de suelo, con la deforestación, con frecuencia llevada a cabo mediante incendios forestales (Brassiolo et al., 2023). Esto acentúa el pico de concentración de GEI en la atmósfera en el corto plazo y el sobrecalentamiento temporario del planeta.

encontraban afectadas a actividades agropecuarias, es posible que la producción de biocombustibles resulte en conversión del uso del suelo en otras regiones dentro o fuera del país considerado. Esto se conoce como cambio en el uso del suelo indirecto. En estos casos, establecer la carbonoefectividad de producir esos biocombustibles tiene la dificultad añadida de requerir la atribución de la deforestación y el cambio en el uso del suelo de otras regiones destinado a esta producción.

La proporción de productos agrícolas destinados a la elaboración de combustibles crece a un ritmo acelerado y alcanza hoy niveles elevados: un 35 % de la producción de maíz de Estados Unidos se emplea en la obtención de etanol para la integración al suministro de gasolina y el 9 % en el caso de Brasil. Estas consideraciones son muy relevantes para la región, donde se

observan actualmente tasas de deforestación alarmantes (Brassiolo et al., 2023). La deforestación explica el patrón distintivo de los GEI de la región, donde el 44 % de las emisiones totales durante el período 2015-2019 provinieron del sector de agricultura, silvicultura y usos de la tierra (ASOUT), bastante por encima del 15 % del promedio mundial (Minx et al., 2021).

Evaluar de manera adecuada el impacto en términos de emisiones del uso de biocombustibles es más desafiante que en el caso de los combustibles fósiles debido a la naturaleza difusa del cambio en el uso del suelo. Por ello, resulta clave que cada país defina estrategias consistentes en los sectores de energía y agrícola, y establezca regulaciones comprensivas de efectos indirectos y una implementación efectiva para evitar una ecuación de carbono negativa al reemplazar los combustibles fósiles.

Alternativas tecnológicas e instrumentos

El reemplazo de combustibles fósiles por biocombustibles puede resultar en una reducción de las emisiones cuando el incremento en la producción agrícola necesario puede ser alcanzado a través de aumentos en su productividad. Además, los biocombustibles pueden ser de bajas o nulas emisiones, particularmente en dos escenarios: el primero, cuando los insumos usados provienen de desechos forestales o agropecuarios que de otro modo no serían usados⁷; el segundo, cuando los insumos son producidos en tierras degradadas que no pueden dedicarse a la producción de alimentos usando cultivos energéticos específicos.



El reemplazo de combustibles fósiles por biocombustibles puede reducir las emisiones si la producción agrícola requerida se logra por aumentos en su productividad

Los biocombustibles de segunda generación o avanzados consisten en la utilización de procesos productivos que permiten ampliar los tipos de insumos y están típicamente enfocados en el procesamiento de celulosa y material leñoso. Esto permite aprovechar gran parte de los residuos forestales y agropecuarios, así como el componente orgánico de los residuos sólidos urbanos. Además, habilita el uso de cultivos no alimentarios, que pueden producirse en tierras degradadas y con bajos o nulos requerimientos de insumos y riego, entre los que se encuentran los cultivos herbáceos y leñosos. Los primeros son pastos perennes (es decir, que viven más de 2 años) que se cosechan anualmente, entre los que están el pasto varilla, el miscanto, el bambú y el sorgo dulce. Los cultivos leñosos de rotación corta son árboles de rápido crecimiento que se cosechan de 5 a 8 años después de ser plantados. Estos incluyen el álamo y el sauce híbridos y el arce plateado, entre otros. El recuadro 5.1 muestra las principales trayectorias de los combustibles basados en biomasa, desde el tipo de insumo usado hasta el proceso de transformación y los combustibles producidos.

⁷ En la actualidad, hay una producción de biodiésel de bajas emisiones a partir de aceites alimentarios previamente usados. El aceite vegetal usado puede ser transformado en biodiésel de manera similar al procesamiento de cultivos aceiteros. Sin embargo, su disponibilidad es limitada y requiere del establecimiento de costosas redes de recuperación de la industria alimentaria y de los restaurantes.

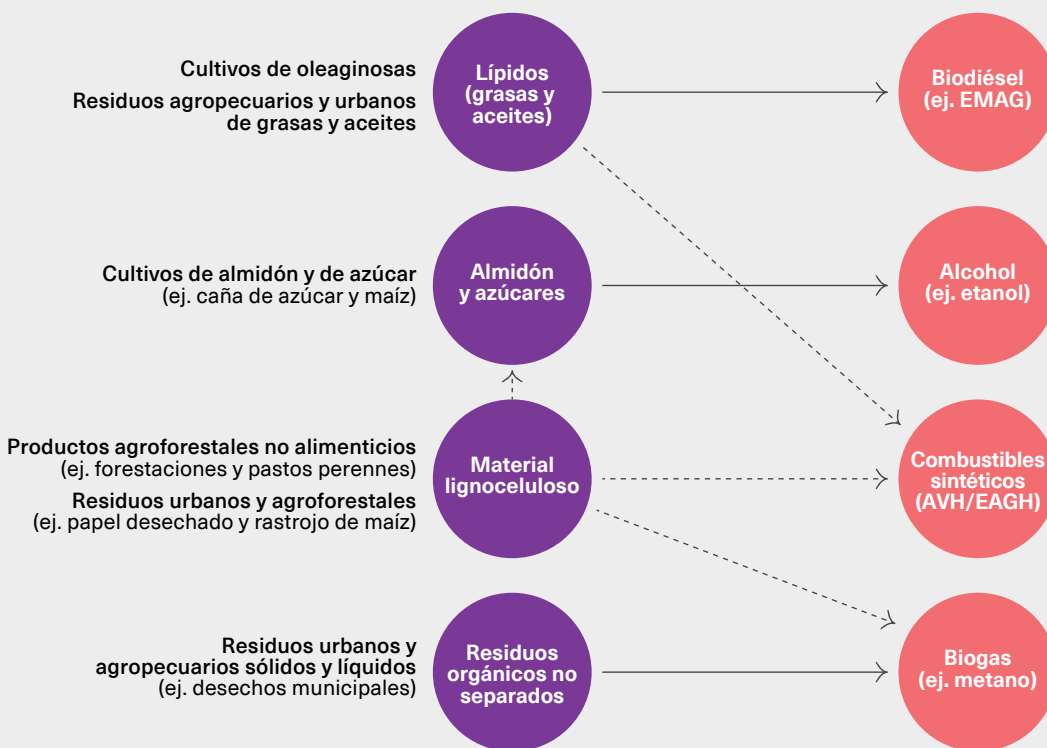
Recuadro 5.1

Desde la biomasa a los combustibles

Existen alternativas diversas para obtener combustibles a partir de insumos orgánicos, que se sintetizan en la figura 1. Una forma de clasificarlos, relevante para la transición energética, es según el origen, el tipo de insumo y el tipo de combustible obtenido.

El origen de los insumos puede estar en cultivos de alimentos, productos agropecuarios no alimentarios o desechos. A su vez, el tipo de insumo puede clasificarse en aceites o grasas (lípidos), azúcares y almidón, y material celuloso y leñoso. Los aceites y grasas pueden provenir de cultivos (principalmente soja, canola y palma aceitera) o de residuos de la industria alimentaria y restaurantes (como el aceite usado y la grasa animal). Los azúcares proceden de cultivos alimentarios, como la caña de azúcar o la remolacha, y el almidón, del maíz, el sorgo o las papas. Finalmente, los insumos leñosos y celulosos provienen de residuos agrícolas (como el bagazo de caña de azúcar), de la industria forestal (virutas y aserrín de madera desechados de aserraderos), de la industria del papel o de cultivos dedicados de pastizales y forestaciones de crecimiento rápido.

Figura 1
Principales trayectorias para la producción de combustibles con biomasa



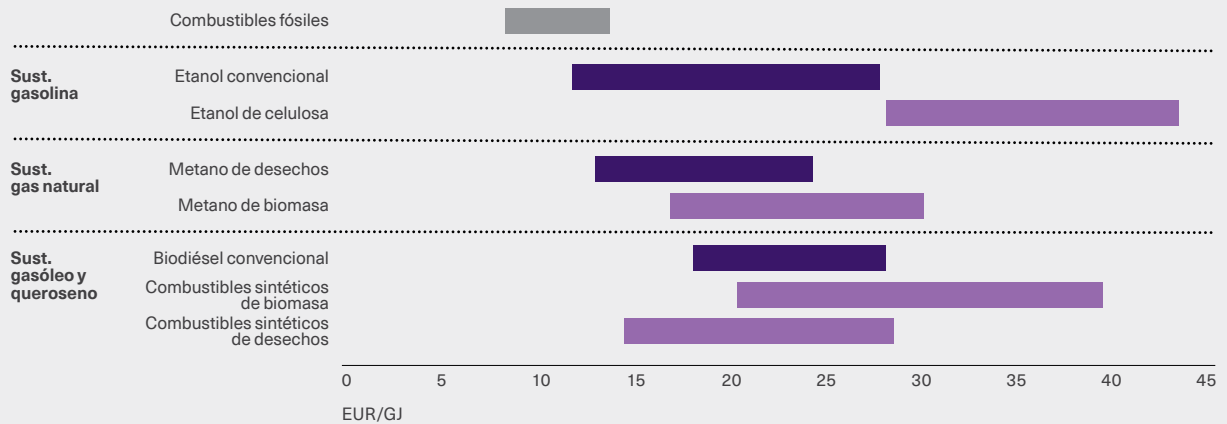
Nota: La figura muestra las principales trayectorias para la producción de combustibles de fuentes orgánicas, combinando la fuente de biomasa, el tipo de insumo y el producto final. Dependiendo del proceso de producción, ciertas moléculas, como los lípidos o las soluciones azucaradas, se extraen de la materia prima, mientras que, en los procesos de conversión más recientes, la materia lignocelulósica se utiliza directamente. EMAG designa al éster metílico de ácido graso; AVH/EAGH son los aceites vegetales hidrotratados, los ésteres y los ácidos grasos hidroprocesados.

Fuente: Elaboración propia con base en OCDE (2019).

Finalmente, el tipo de combustible obtenido puede ser metano o biogás, alcoholes, ésteres de ácidos grasos o biodiésel, y combustibles sintéticos. Un aspecto clave del tipo de combustible es en qué medida sustituye a los combustibles de origen fósil, sin requerir el reemplazo o adaptaciones en los equipamientos. El biometano, obtenido purificando el biogás, reemplaza completamente al gas natural. El biodiésel y los alcoholes, como el etanol, se usan en combinación con el diésel y la gasolina, respectivamente, sin requerir modificaciones en los motores, pero no pueden reemplazarlos completamente sin adaptaciones. Los combustibles sintéticos son combustibles químicamente equivalentes a los de origen fósil, por lo que sirven de reemplazo directo de estos. Estos son de central importancia en los casos donde existen pocas alternativas viables, como ocurre con el combustible para turbina de aviación.

La producción de los diversos combustibles involucra procesos de transformación químicos o biológicos variados, que resultan en distintos costos de producción. La figura 2 presenta rangos estimados de costos de producción para algunas de las trayectorias de producción de combustibles a partir de fuentes orgánicas. El conjunto de combustibles fósiles muestran rangos de costos que, en general, son marcadamente inferiores a los de origen orgánico.

Figura 2
Rangos de costos de producción de combustibles



Nota: La figura muestra rangos de costos estimados de producción según el tipo de combustible.

Fuente: Elaboración propia con base en IEA (2019).

Entre los posibles reemplazos de la gasolina, el etanol convencional obtenido de cultivos alimenticios como la caña de azúcar o el maíz se muestra más económico que el obtenido de material lignoceluloso. Entre los sustitutos relevantes para el gasóleo y el queroseno, el biodiésel resulta en general más económico que el combustible sintético cuando ambos se obtienen a partir de cultivos alimenticios, aunque solo este último es capaz de reemplazar por completo al de origen fósil y ser usado en la aviación comercial. El combustible sintético puede ser más económico que el biodiésel convencional cuando se produce usando desechos lípidos (como el aceite vegetal usado), aunque estos están limitados por un suministro acotado.

Las trayectorias de combustibles representadas en la figura con barras de color violeta son centrales para la descarbonización de los combustibles, puesto que, o bien permiten ampliar el conjunto de insumos facilitando la incorporación de fuentes sostenibles, o resultan en sustitutos más cercanos a los combustibles fósiles en usos energéticos que requieren determinadas características.

Fuente: Elaboración propia con base en OCDE (2019) e AIE (2023k).



La Agencia Internacional de la Energía (AIE) propone una estrategia de gestión sostenible de la producción de biocombustibles basada en tres ejes. El primero de ellos consiste en la adopción, por parte de los Estados, de marcos regulatorios para la sostenibilidad de los combustibles. Estos establecen lineamientos precisos para la producción de biocombustibles de bajo impacto ambiental y carbononeutrales, que incluyen marcos de certificación con verificación independiente y abarcan la cadena de suministro y producción completa. Estos marcos permiten diferenciar a los combustibles de origen agropecuario de fuentes sostenibles (por ejemplo, sin deforestación asociada) de los restantes. Este es el prerrequisito que permite la adopción de incentivos adecuados para potenciar su producción y lograr una baja significativa de las emisiones.

La directiva de energía renovable (DER) adoptada por la Unión Europea (UE) es un ejemplo de marco regulatorio adecuado. Esta combina un objetivo ambicioso de participación de las energías renovables en la matriz energética, a la vez que incorpora regulaciones para evitar la deforestación asociada a estas energías dentro y fuera del territorio de la UE. En marzo de 2023, los países miembros acordaron elevar al 42,5 % la cuota objetivo de energías renovables en el consumo final para 2030. A su vez, la DER establece que, para lograr esa cuota, la participación de energías provenientes de cultivos alimentarios puede ser como máximo de 7 puntos porcentuales o un 1 % más que el nivel que representó en 2020 en cada país miembro⁸ (Consejo Europeo, 2023; Parlamento Europeo, 2023). En la región, Brasil adoptó el programa *RenovaBio*, cuyo principal instrumento es el establecimiento de metas nacionales anuales de descarbonización para el sector de los combustibles, de manera que incentive el aumento de la producción y la participación de los biocombustibles en la matriz energética de transporte del país (ANP, 2023; BioEconomía, 2020).

El segundo eje de la estrategia de la AIE es la adopción de políticas de demanda de biocombustibles consistentes con la trayectoria de reducción de las emisiones fijada como objetivo. Basándose en los marcos regulatorios, deben adoptarse objetivos concretos de participación de los biocombustibles sostenibles, junto a otros vectores carbononeutrales en el consumo energético, y establecer políticas de comando-y-control⁹ y de incentivos (precios al carbono, impuestos y subsidios) para alcanzarlos. Políticas que van en esa dirección y adoptadas de forma generalizada en la región son las cantidades mínimas de biocombustibles en los surtidores. Argentina, por ejemplo, ya cuenta con un corte mínimo de etanol en la gasolina y de biodiésel en el diésel del 12 % y el 5 %, respectivamente (Secretaría de Energía, 2022; Sigaudó, 2019). Brasil, además de la adopción de cuotas mínimas, cuenta con el expendio de etanol al consumidor final y el desarrollo, por parte de la industria automotriz, de vehículos con motores flexibles: motores de combustión interna que pueden funcionar con gasolina o alcohol.

El tercer eje corresponde a políticas que promueven la innovación, especialmente para biocombustibles basados en residuos y con menos emisiones de GEI. Para lograr el ambicioso objetivo de cero emisiones netas se requiere el crecimiento tanto de combustibles basados en residuos como de aquellos provenientes de cultivos dedicados que puedan producirse en tierras degradadas. Las políticas necesarias incluyen medidas de reducción de los riesgos como garantías de los préstamos y cuotas obligatorias de uso de biocombustibles avanzados. El Parlamento Europeo, por ejemplo, adoptó formalmente en julio de 2022 objetivos de mezcla de combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) para expandir el mercado de estos productos.

8 Se aplica el valor más bajo de los dos.

9 Este término se refiere a la adopción y monitoreo de leyes y normativas que fijan límites permisibles y penalidades en caso de infracción; por tanto, se basan en mecanismos de coerción y sanción.

Hidrógeno como vector energético

Otro conjunto de alternativas de combustibles bajos en emisiones son el gas de hidrógeno (H_2) y sus derivados. El gas de hidrógeno (al que, en adelante, se hará referencia como hidrógeno) está compuesto por dos átomos de hidrógeno, que es el elemento más ligero y abundante del universo. Sin embargo, casi no se encuentra en la Tierra en forma de gas en estado natural, sino que se presenta mayoritariamente en forma de agua (H_2O). Además, es un componente central de los hidrocarburos y los compuestos orgánicos.

El hidrógeno es un producto energético versátil que puede utilizarse como combustible o transformarse en electricidad en el momento de su uso mediante un proceso electroquímico, a través de lo que se conoce como pila de combustible¹⁰. Sus propiedades como combustible son similares a las del gas natural, aunque tiene una temperatura de combustión algo superior ($1.085\text{ }^\circ\text{C}$ frente a los $1.003\text{ }^\circ\text{C}$ para el metano) y mayor flamabilidad (mayor velocidad y rango térmico de ignición) (Pacific Northwest National Laboratory, 2023). A presión y temperaturas estándar, el hidrógeno tiene una densidad energética por unidad de peso (densidad gravimétrica) muy elevada, más del doble que la del gas natural. Sin embargo, requiere el triple de volumen que el gas natural para albergar la misma cantidad de energía. Esta baja densidad por unidad de volumen hace que su transporte, almacenamiento y uso presente grandes desafíos. Además, al tratarse de la molécula más liviana existente, resulta difícil evitar fugas por la porosidad de los medios de transporte y almacenamiento.

La gran ventaja del hidrógeno se encuentra en que no emite GEI en el momento de ser usado. De hecho, de no mediar impurezas en el insumo de hidrógeno empleado, su utilización en celdas de combustible o su combustión resulta únicamente en emisiones de agua en forma de vapor. También puede emitir óxidos nitrosos, pero esto es evitable mediante

estándares de combustión controlada (Lewis, 2021). Además de las implicaciones de su uso para la mitigación del cambio climático, el hidrógeno no libera los contaminantes locales del aire asociados a la quema de combustibles líquidos de origen fósil, que son nocivos para la salud humana y los ecosistemas (AIE, 2021c; Popa et al., 2015; Staffell et al., 2019; Wang et al., 2023).



La gran ventaja del hidrógeno se encuentra en que no emite GEI en el momento de ser usado

Actualmente, el hidrógeno se produce mediante distintos procesos, según los tipos de compuestos usados. Puede obtenerse a partir del agua, de insumos fósiles (los hidrocarburos, por definición, están compuestos por átomos de carbono y de hidrógeno) o de insumos orgánicos derivados de la biomasa. El hidrógeno se suele caracterizar por un color según el insumo de origen y el proceso a través del cual se obtiene (ver el recuadro 5.2).

Entre las tecnologías de producción a partir de fuentes fósiles se encuentra el reformado con vapor, principalmente usando gas natural como insumo (también aplicado sobre combustibles líquidos), y la gasificación de carbón. Estos son los modos de obtención de la mayoría del hidrógeno que se produce actualmente. Ambos procesos involucran la separación del insumo en sus componentes de hidrógeno y carbono, para lo que se necesitan temperaturas elevadas. Es decir que involucran emisiones tanto debido a la energía que requiere el proceso como por la liberación del carbono que se disocia del hidrógeno¹¹ (IEAGHG, 2017).

10 La pila o celda de combustible es un dispositivo que entrega electricidad a partir de una reacción química, de modo similar a una batería. Se diferencia de esta en que la pila de combustible usa un suministro externo de reactivos (en este caso, de hidrógeno y aire del ambiente), mientras que las baterías llevan almacenados todos los reactivos necesarios.

11 El reformado con vapor usando gas natural puede describirse en dos etapas: 1) la producción de vapor de alta temperatura, que requiere alguna fuente de energía; 2) el propio reformado, donde una mezcla de vapor y gas natural se expone a elevadas temperaturas. Ese proceso hace que el hidrógeno proveniente del agua y del metano se liberen como gas de hidrógeno (H_2) y que el oxígeno del agua se combine con el carbono del metano en forma de CO_2 . Como la fuente de calor para producir el vapor y calentar el reformador típicamente se obtiene con combustibles, el proceso involucra emisiones de la combustión y del propio reformado.

Recuadro 5.2

Clasificación del hidrógeno según el proceso productivo

En la actualidad, existen diversas formas de producir hidrógeno, aunque muchas de ellas distan de ser limpias. Para ayudar a identificar el impacto ambiental asociado al origen del hidrógeno se adoptó una clasificación de colores (AIE, 2019c).

Cuadro 1
Colores del hidrógeno

Marrón	Gasificación de carbón
Gris	Electrólisis de agua alimentada por generación fósil
	Reformado con vapor de metano
Blanco	Subproducto de procesos industriales
Azul	Gasificación de carbón con CUAC
	Reformado con vapor de metano con CUAC
Turquesa	Pirólisis de metano
Amarillo	Electrólisis de agua alimentada por generación nuclear
Verde	Reformado con vapor de biogás
	Gasificación o fermentación de biomasa
	Electrólisis de agua alimentada por generación renovable

Nota: La figura muestra la clasificación de los tipos de hidrógeno según su proceso de producción u origen. CUAC se refiere a la captura, utilización y almacenamiento de carbono.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023p, 2023t).

El hidrógeno marrón proviene del proceso de gasificación del carbón mineral y es el que lleva asociadas mayores emisiones de GEI.

Se considera gris al hidrógeno producido por reformado con vapor de gas natural, que representa en la actualidad el grueso de la producción de hidrógeno —alcanzando el 90 % del total producido en América Latina y el Caribe (AIE, 2023l)— y al generado con electrólisis, usando insumos de origen fósil. Ambos muestran perfiles de emisiones similares.

El azul se refiere al hidrógeno de origen fósil, pero con captura de carbono, que logra reducir significativamente su perfil de emisiones.

El blanco es el hidrógeno obtenido como subproducto de procesos industriales. Este es el caso de la producción de cloro (Bazzanella y Ausfelder, 2017).

El turquesa se obtiene mediante un proceso de pirólisis de metano, en el que, si bien el insumo es de origen fósil, no produce emisiones de CO₂, sino carbono sólido. Este subproducto muestra gran estabilidad en la oxidación y, por ende, implica secuestro de carbono por un largo plazo. El insumo usado, sin embargo, puede estar propenso a las emisiones fugitivas, que son prevalentes en la producción y transporte de gas natural.

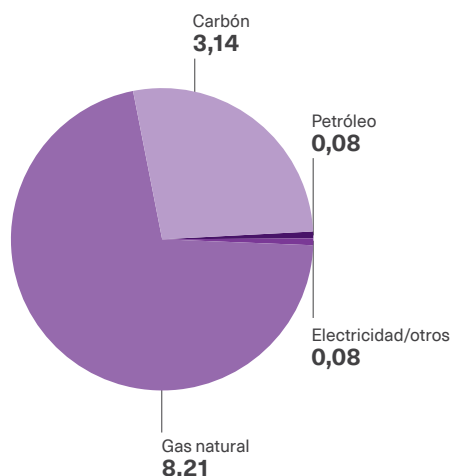
El amarillo es producido mediante electrólisis proveniente de la generación nuclear y, aunque no produce emisiones de GEI, está sujeto a impactos y riesgos ambientales.

Finalmente, el verde es el de menor impacto ambiental asociado, puesto que se produce con electrólisis alimentada por generación renovable y a partir de carbono orgánico. En este último caso, el proceso implica emisiones negativas cuando los insumos orgánicos son sostenibles (Hafner y Luciani, 2022).

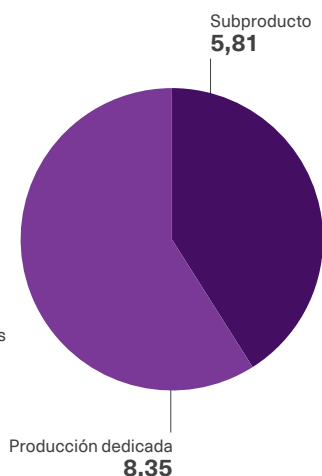
Gráfico 5.2

Fuentes y usos del hidrógeno

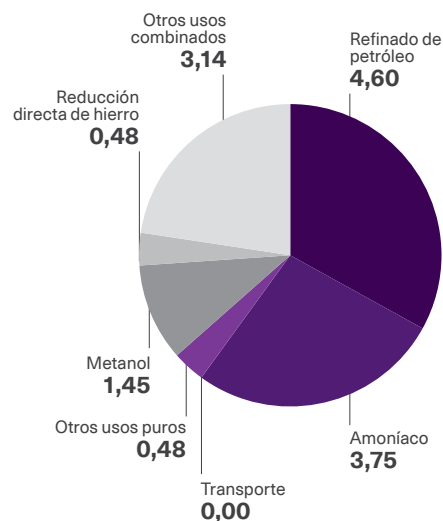
Panel A.
Insumos para producción dedicada



Panel B.
Producción total



Panel C.
Demanda



Nota: El gráfico muestra la cadena de valor del hidrógeno en 2019 a nivel global en exajulios (EJ), desde su producción hasta su demanda. Las categorías indicadas con tonos de gris refieren a usos del hidrógeno en combinación con otros gases, como el monóxido de carbono. La categoría "otros usos puros" corresponde a las industrias químicas, metalúrgica, electrónica y vidriera; la categoría "otros usos combinados" incluyen la generación de calor a partir de los gases derivados de las siderúrgicas y de los craqueadores de vapor.

Fuente: Traducido de AIE (2019c).

La segunda alternativa consiste en el uso de insumos de fuentes orgánicas. Es posible aplicar procesos similares a la gasificación del carbón y el reformado del gas o los combustibles líquidos para la gasificación de la leña y la celulosa proveniente de desechos o cultivos dedicados, producidos en tierras degradadas, así como para el reformado de biogás, producido por la descomposición de residuos. El hidrógeno se clasifica como verde cuando el insumo es obtenido de manera sostenible (por ejemplo, sin deforestación) debido a que el carbono emitido en el momento de su producción fue capturado previamente por la biomasa.

La tercera alternativa es la producción de hidrógeno por electrólisis de agua. En este proceso se expone el agua a un campo eléctrico, separando el hidrógeno del oxígeno. Este proceso es libre de emisiones, pero tiene un elevado requerimiento de electricidad y pérdidas energéticas considerables en la transformación de electricidad a gas¹². La fuente con la que se genera la electricidad determina si el hidrógeno está acompañado de emisiones (por ejemplo, hidrógeno gris, cuando la electricidad se genera con combustibles fósiles) o no (hidrógeno verde, cuando la electricidad se genera con energías renovables)¹³.

¹² Si todo el hidrógeno consumido en la actualidad (94 MtH₂) se produjera a partir de electrólisis, se requerirían 1,37 EJ, cerca de un 30 % de la generación eléctrica anual de ALyC (AIE, 2019c, 2021c).

¹³ Además, tiene importantes requerimientos de agua, a razón de 9 kilogramos (kg) por kg de hidrógeno producido. Esto es importante para los proyectos que consideran producirlo en emplazamientos óptimos para la generación solar, como los desiertos, por su buena irradiación y bajos costos del suelo. Cuando el agua usada como insumo no es pura, el proceso tiende a producir sustancias tóxicas, como el hipoclorito de sodio (comúnmente conocido como cloro). Para evitar la contaminación por efluentes o emisiones, deben incorporarse procesos adicionales de purificación previa o separación posterior, que incrementan los costos de producción.

La producción y las aplicaciones del hidrógeno se realizan a gran escala desde la década de 1950, puesto que su demanda fue liderada por la obtención de amoníaco para la elaboración de fertilizantes. Además de su uso para el amoníaco, la principal aplicación del hidrógeno es como insumo en el refinamiento del petróleo. El uso energético del hidrógeno es también habitual en el sector industrial, puesto que suele ser un subproducto en la

fabricación del cloro, aprovechado, en ocasiones, en el mismo sitio. Actualmente, la producción dedicada del hidrógeno (es decir, no como subproducto) se hace casi en su totalidad a partir de insumos de origen fósil, principalmente mediante el proceso de reformado de gas natural y la gasificación del carbón mineral. Estos insumos representan más del 98 % de la producción dedicada y el 60 % del total (AIE, 2019c) (ver el gráfico 5.2).

Rol del hidrógeno en la transición energética

Cuando se obtienen con bajas emisiones, el hidrógeno y sus derivados pueden desempeñar un rol importante en la transición energética, principalmente en dos dimensiones. La primera dimensión es brindar flexibilidad al suministro de energía a medida que se incrementa la participación de la energía solar, eólica y de otras renovables no convencionales. Estas fuentes de generación producen energía en el momento y el lugar donde el recurso natural está presente. A medida que crezca su participación en la generación de electricidad, serán cada vez más frecuentes los momentos y lugares con excedentes o faltantes de generación eléctrica. Las alternativas para administrar el momento y el lugar geográfico donde se produce la energía son limitadas, y son pocas las opciones para brindar respuesta a las necesidades de la demanda.



El hidrógeno y sus derivados pueden desempeñar un rol importante, dotando de flexibilidad al suministro de energía y reemplazando los combustibles de origen fósil

El hidrógeno permitiría ese desajuste entre generación y consumo. Los excedentes temporarios de generación eléctrica solar y eólica pueden utilizarse en el mismo sitio donde se cuenta con las mejores condiciones naturales para producir hidrógeno, almacenarlo y transportarlo hacia el lugar

y momento donde se requiera su consumo¹⁴. Esa entrega energética al momento del consumo puede darse a través de la generación de electricidad para ser inyectada a la red eléctrica, de una distribución de hidrógeno a los usuarios finales para atender consumos eléctricos instantáneamente, como los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés), o mantenerse como vector para usos que requieran combustión (ver la siguiente dimensión).

La segunda dimensión es el reemplazo de los combustibles de origen fósil para satisfacer los usos energéticos que son mejor atendidos por combustión, sin producir emisiones de carbono. Este es el caso de los procesos industriales que requieren una elevada demanda térmica. El hidrógeno puede permitir descarbonizar la producción de acero, responsable actualmente de alrededor del 9 % de las emisiones globales, permitiendo el reemplazo del carbón en la reducción directa de mineral de hierro (Kurrer, 2020). En la industria del cemento, puede ayudar a reducir el uso de clínker, responsable de la mayor parte de las emisiones del proceso de producción (ver el capítulo 6). Además, el hidrógeno puede descarbonizar el transporte de larga distancia, como el de cargas carretero, mediante el uso de celdas de combustible, y el aéreo, a través de combustibles derivados del hidrógeno de mayor densidad energética, incluyendo el uso de amoníaco y de combustible de aviación sintético (AIE, 2023i; Kapat y Otto, 2022).

14 La producción de hidrógeno en parques eólicos o solares dedicados (desconectados de la red) permiten obtener este vector energético de forma primaria.

Las alternativas para producir hidrógeno de emisiones bajas o nulas pueden agruparse en tres: 1) integración de la captura y el almacenamiento de carbono con la producción; es decir, pasar del hidrógeno marrón o gris al hidrógeno azul (ver el recuadro 5.2); 2) la producción de hidrógeno por electrólisis de agua con electricidad generada a partir de fuentes renovables (hidrógeno verde, amarillo); y 3) el uso de insumos de fuentes orgánicas sostenibles, incorporando captura de carbono (hidrógeno verde).

El proceso de integración de la captura y el almacenamiento de carbono en los procesos tradicionales de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles tiene la ventaja de que se aplica sobre tecnologías maduras y competitivas, ya desplegadas en escala. Sin embargo, la captura de carbono es aún costosa y requiere de infraestructura de transporte y sitios de almacenamiento para el CO₂ capturado. A su vez, el almacenamiento está aún sujeto a incertidumbres y costos elevados.

Por su parte, el costo actual de la producción de hidrógeno por electrólisis supera al costo de producirlo por reformado de metano y gasificación de carbón con captura de carbono, incluso en escenarios de precios bajos de la electricidad (AIE, 2020b). A esto debe sumarse que el hidrógeno producido debe usar electricidad de bajas emisiones, como la energía solar, eólica o hidráulica. Este es claramente el caso cuando la instalación de la planta de electrólisis se realiza en conjunto con la instalación de capacidad de generación renovable (planta dedicada). Cuando la planta de electrólisis se alimenta de la red eléctrica,

no es posible atribuir directamente la fuente utilizada para generar la electricidad que insume. Sin embargo, puede considerarse bajo en emisiones cuando el generador marginal de electricidad, aquel que es incorporado al despacho eléctrico para atender el incremento en el consumo del momento, tiene emisiones nulas. De hecho, a medida que se incorpora más capacidad de generación de fuentes renovables no convencionales, son frecuentes los momentos en los que la capacidad de producción de las fuentes solar y eólica superan a la demanda.

Por último, las tecnologías que utilizan insumos de fuentes orgánicas sostenibles son promisorias, porque dichas fuentes implican una captura previa de carbono atmosférico. De otro modo, en su mayoría hubiera resultado en emisiones por descomposición de la materia orgánica en los lugares de desecho de los residuos. Si se obtiene hidrógeno a partir de biomasa sostenible y desechos sin incorporar captura de carbono, el proceso puede considerarse carbono-neutral, mientras que, si captura carbono, el resultado es una absorción neta de CO₂ de la atmósfera.

Estas tecnologías enfrentan limitaciones técnicas asociadas a que la biomasa, el insumo portador de hidrógeno, viene acompañada de múltiples compuestos e impurezas que afectan el funcionamiento de los catalizadores y reformadores. Hasta la fecha, la viabilidad económica depende de contar con insumos de carbono de bajos costos, como los desechos, y, por ende, está limitada por la disponibilidad de estos insumos (AIE, 2020b).

Barreras y soluciones¹⁵

Para que el hidrógeno pueda cumplir los roles que se requieren en el contexto de la transición energética (portador de energía, para dissociar la producción del consumo y como vector energético combustible capaz de obtener altas temperaturas y realizar procesos industriales), en primer lugar, deben lograrse escalas de producción relevantes a partir de las fuentes limpias que se discutieron anteriormente.

Ello requiere elevadas inversiones en capacidad de electrólisis y, a la vez, conlleva una gran demanda de electricidad verde. Además, debe superar la barrera de la dificultad de transporte que deriva de su baja densidad energética por unidad de volumen. Esto tiene importantes implicancias para la infraestructura de transporte y distribución requerida y para los costos a los usuarios finales.

¹⁵ Elaborado con base en ACER (2021) y AIE (2019c, 2020b).



Para que el hidrógeno pueda acompañar la transición energética, deben lograrse escalas de producción relevantes a partir de fuentes limpias

De manera similar al gas natural, el transporte a gran escala de hidrógeno es factible a través de ductos. Esto puede hacerse bien mediante la construcción de redes de transporte y distribución dedicadas, bien con la reasignación de redes existentes de gas natural para el transporte de hidrógeno o el transporte conjunto de hidrógeno y gas natural. Sin embargo, el transporte de hidrógeno por ductos presenta algunas dificultades respecto al gas natural debido a que puede reducir la vida útil de las tuberías de acero. Bajo ciertas condiciones, el hidrógeno reacciona con el acero causando porosidad y fragilidad, especialmente cuando existen fisuras previas y en los puntos de unión de las tuberías, lo que se conoce como fragilización por hidrógeno.

La inyección de hidrógeno en las redes de gas natural en proporciones bajas (hasta el 3 %) puede hacerse sin dificultades y sin requerir modificaciones en las redes ni en los equipamientos actuales, e incrementarse paulatinamente, acompañándola de adecuaciones (Melaina et al., 2013). De hecho, la introducción de cupos de hidrógeno en los despachos de gas es reconocida como una política valiosa para impulsar la demanda de hidrógeno y promover la reducción de costos por economías de escala. Sin embargo, esta alternativa reduce el valor relativo del hidrógeno, puesto que descarta usos valiosos que requieren alta pureza, como en celdas de combustible de hidrógeno y para fines industriales.

Por otro lado, la reasignación de redes de gas natural para el transporte de hidrógeno es reconocida como una alternativa promisoriosa y costoefectiva en el largo plazo. Para ello, se requieren adecuaciones en la infraestructura existente, como la introducción de recubrimientos interiores en gasoductos, el monitoreo interno del estado de las cañerías y la adecuación de compresores y válvulas para la mayor presión requerida en el transporte de hidrógeno, entre otros.

En el corto plazo, esta estrategia debe valerse de redundancias existentes en las redes de transporte y distribución de gas natural, como, por ejemplo, exceso de capacidad en dos gasoductos paralelos. Sin embargo, en el largo plazo, los escenarios más optimistas de hidrógeno estiman que, a modo de ejemplo, en la Unión Europea, la capacidad total de la red de ductos necesaria será mucho menor que la actualmente existente de gas natural. Lo anterior apunta a que la readecuación de infraestructura eficiente es una estrategia promisoriosa a medida que se reduce la participación del gas natural en países que ya poseen redes de transporte (Agora Energiewende y AFRY Management Consulting, 2021).

Para que el hidrógeno pueda asumir el rol destacado de disociar la generación eléctrica del consumo, se necesitan soluciones de almacenamiento a gran escala con capacidad suficiente para arbitrar desajustes temporales y regionales. Sin embargo, su baja densidad volumétrica es un desafío. Una alternativa para el almacenamiento de hidrógeno en gran escala y por lapsos prolongados es el almacenamiento geológico. Los depósitos pueden ser cuevas subterráneas de sal, yacimientos de petróleo y gas agotados y cavernas acuíferas. Actualmente, solo las cavernas de sal son una solución demostrada para el almacenamiento de hidrógeno sin pérdidas ni contaminación con impurezas, aunque su disponibilidad geográfica es limitada¹⁶.



Se necesitan soluciones de almacenamiento a gran escala con capacidad suficiente para arbitrar desajustes temporales y regionales

Las opciones actuales para el almacenamiento en pequeña escala y el transporte son el acopio en tanques de hidrógeno en forma de gas comprimido y en tanques criogénicos de hidrógeno en estado líquido. El almacenamiento en gas comprimido es una alternativa técnicamente viable, aunque, incluso a presiones elevadas de 700 bares (el triple de la presión habitualmente usada en sistemas de gas

¹⁶ Estos sitios de almacenamiento son muy conocidos y en uso actualmente para almacenar gas natural y petróleo sin refinar. De hecho, actualmente representan el 7 % de la capacidad mundial de almacenamiento de gas natural (U.S. Department of Transportation, 2021).

natural comprimido), la densidad energética por volumen es solo aproximadamente un 15 % comparada con la gasolina. El hidrógeno licuado es mucho más denso, pero presenta grandes desafíos técnicos, porque requiere temperaturas inferiores a -253°C (comparado con -162°C para el gas natural licuado). La licuefacción del hidrógeno es un proceso muy intensivo en el uso de energía, requiriendo hasta un tercio de su valor energético en el proceso. Además, necesita tanques de almacenamiento criogénico con propiedades de aislamiento térmico suficientes para minimizar las pérdidas por regasificación.

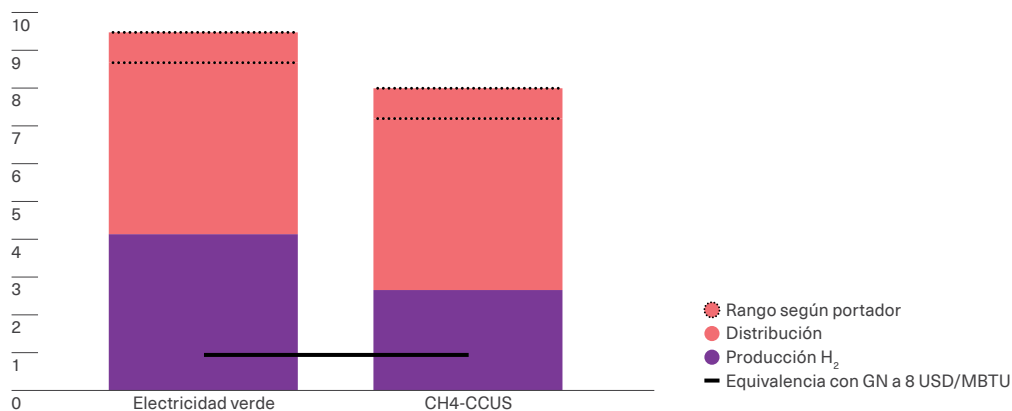
Otras soluciones para el almacenamiento y transporte consisten en integrar el hidrógeno en compuestos portadores de hidrógeno. Un portador de hidrógeno posible es el amoníaco, sustancia formada por hidrógeno y nitrógeno (NH_3). Este insumo se utiliza para la producción de fertilizantes, pero reviste creciente interés como portador energético, ya sea para su uso como combustible en sectores de difícil electrificación o como vehículo del hidrógeno, que posteriormente será reconvertido en sus constituyentes para recuperar hidrógeno puro. La ventaja

del amoníaco es que es mucho más sencillo licuarlo, para lo que se requiere enfriarlo a -33°C , temperatura que resulta fácil de obtener y mantener durante el transporte. Sin embargo, el proceso de producción del amoníaco y posterior reconversión a hidrógeno y nitrógeno también requiere de energía: entre el 7 % y el 18 % de la energía contenida en el hidrógeno en cada etapa.

Finalmente, los portadores orgánicos líquidos son compuestos que pueden absorber hidrógeno (proceso llamado hidrogenación o saturación) y liberarlo posteriormente. Estos portadores ofrecen la ventaja de tener una elevada densidad energética por volumen, aunque es un quinto respecto a la gasolina (Giese y Reiff-Stephan, 2021), y ser estables en forma líquida, sin requerir aislamiento para un amplio rango de condiciones ambientales. La desventaja de los portadores orgánicos es que, por lo general, son recursos no renovables de origen fósil, que deben retornar al sitio de producción del hidrógeno una vez que entregan este en destino, requiriendo un doble transporte.

Gráfico 5.3

Costos estimados para la producción, transporte y distribución de hidrógeno en la Unión Europea en 2030



Nota: El gráfico muestra costos estimados de producción doméstica (en color morado) y distribución (color rosado) de hidrógeno en la UE en 2030. Se muestran los costos en dólares por kilogramo (USD/kg) de H_2 para la producción a partir de gas natural con CUAC y de electricidad verde, asumiendo un costo del gas natural de 8 dólares por millones de unidades térmicas británicas (USD/MBTU) y un costo de la electricidad de 47 USD/MWH. El rectángulo punteado indica el rango de costos de transporte y distribución entre las alternativas de transporte de amoníaco, hidrógeno líquido y portador líquido orgánico de hidrógeno. La línea negra horizontal indica el valor de equivalencia en costos del hidrógeno con el gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2019c, figuras 31 y 32).

El gráfico 5.3 presenta estimaciones de costos para la producción doméstica y el transporte y distribución del hidrógeno en la Unión Europea en 2030 (AIE, 2019c). Asumiendo que los insumos considerados cuestan 47 dólares por megavatio a la hora (USD/MWH) en electricidad y 8 dólares por millones de unidades térmicas británicas (USD/MBTU) en gas natural, la producción con base en gas natural incorporando captura y secuestro de carbono muestra un costo estimado de 2,7 USD/kg, un 36 % menores que la electrólisis. Adicionalmente, si el hidrógeno no es usado cerca del sitio de producción y debe atravesar etapas de transporte y distribución minorista, hay que sumar entre 4,5 y 5,3 USD/kg para las alternativas consideradas de transporte a través de la licuefacción de hidrógeno, la conversión a amonio y posterior re-conversión, y el uso de un portador líquido orgánico.

El gráfico muestra con línea punteada el valor de equivalencia en costos del hidrógeno con el gas natural, considerando el valor energético de ambos y el costo del gas mencionado, de 8 USD/MBTU. Bajo esta comparación, el hidrógeno se muestra aún poco competitivo, puesto que, en el escenario más auspicioso, de uso en el sitio de producción y con la alternativa más económica, conlleva costos que casi triplican a los del gas natural. Sin embargo, este análisis depende en gran medida del costo de los insumos usados. Por ejemplo, en el caso de poder aprovechar excedentes de generación de electricidad que de otra manera serían desechados, la producción por electrólisis podría mejorar la competitividad del hidrógeno de manera sustantiva y dotar de flexibilidad al sector.

Hidrógeno en América Latina y el Caribe

Actualmente el hidrógeno se produce a partir de gas natural (76 %) y de carbón (casi el 23 %), de modo que los procesos actuales para su obtención emiten GEI. Menos del 1 % de la producción actual de hidrógeno proviene de energías renovables o de combustibles fósiles con plantas equipadas con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono. Al año 2019, el 90 % de la demanda de hidrógeno de la región se concentraba en Trinidad y Tobago (más del 40 % de la demanda total de H_2) y en las cinco economías más grandes: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México (Cont et al., 2022).



En la región, menos del 1 % de la producción actual de hidrógeno proviene de energías renovables o de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono

Como se mencionó anteriormente, la generación de hidrógeno verde en la actualidad es poco competitiva (Erbach y Jensen, 2021). En países de América Latina y el Caribe, se están desarrollando múltiples estrategias a nivel nacional¹⁷, y existe una cartera de más de 25 proyectos, varios de ellos a escala de gigavatios. Entre los mayores proyectos se encuentra el piloto Hychico, en la Patagonia de Argentina, donde se producen unas 52 toneladas de hidrógeno anuales (tH_2 /año) a partir de energía eólica. Este proyecto cuenta con el único sistema de tuberías de H_2 de América Latina (2,3 km). Por su parte, el proyecto piloto de Ad Astra Rocket, en Costa Rica, produce alrededor de 0,8 tH_2 /año a partir de energía solar y eólica. El H_2 se utiliza para propulsar el primer autobús de celda de combustible de la región, así como cuatro vehículos ligeros de celda de combustible. En Chile, la microrred de Cerro Pabellón, en el desierto de Atacama, es un proyecto piloto que utiliza energía solar para producir 10 tH_2 /año. El proyecto suministra electricidad gestionable de origen renovable para cubrir las necesidades de una microrred que presta servicio a una comunidad de más de 600 técnicos que trabajan en una planta geotérmica (AIE, 2021c).

17 En Chile (ya publicada); en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay (en preparación).

Para el caso de Chile, el H₂ también podría ofrecer una alternativa viable en segmentos con requisitos de potencia y tiempo de actividad muy elevados, incluidos los camiones mineros pesados. Como ejemplo puede mencionarse el caso de un programa iniciado por la Corporación de Fomento de la Producción en 2017, cuyo nombre describe su objetivo: “Desarrollo de sistema de combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros” (OutletMinero, 2017).

De hecho, Chile tiene la ambición de producir y exportar el H₂ más competitivo del mundo a partir

de electricidad renovable para 2030, y muchos países de América Latina comparten las condiciones para desarrollar dichos procesos. En algunos de ellos, como Brasil, la disponibilidad de carbono biogénico de las instalaciones de producción de biocombustibles y bioelectricidad existentes también podría ayudar a producir y exportar combustibles sintéticos, que requieren tanto carbono como hidrógeno. Finalmente, existen tecnologías para la producción de H₂ bajo en carbono en estado de desarrollo, que deberán pasar por curvas de aprendizaje y reducciones considerables de costos para que se tornen competitivas.

La industria de los combustibles fósiles en la transición energética

Antes incluso de que un hogar o una empresa use un litro de gasolina (o un combustible fósil de cualquier tipo), este ya generó cuantiosas emisiones de GEI. A nivel global, la producción, el transporte y la transformación de petróleo, gas y carbón libera emisiones de aproximadamente 6,5 gigatoneladas de CO₂ equivalente (GtCO₂eq). Esto representa más del 12 % de las emisiones anuales de GEI en el mundo por todos los conceptos y el 17 % de las emisiones del ciclo de vida completo de los combustibles fósiles (AIE, 2023f; ETC, 2023b).

Las emisiones de los combustibles antes de su uso provienen de diferentes fuentes a lo largo de la cadena industrial. En primer lugar, la extracción de petróleo y gas requiere grandes cantidades de energía para alimentar las plataformas de perforación, las bombas y otros equipos utilizados en el proceso, así como para proporcionar calor. A su vez, la mayor parte del petróleo se refina antes de su uso, lo que requiere grandes cantidades de energía. El gas natural también se procesa para separar los líquidos del gas natural y eliminar impurezas. Además, el petróleo crudo, los productos derivados y el gas natural se transportan, a menudo a grandes distancias, tanto por oleoducto como por barco, otra fuente importante de emisiones de GEI.

● ●
A nivel global, la producción, el transporte y la transformación de petróleo, gas y carbón representa más del 12 % de las emisiones anuales de GEI por todos los conceptos

El gráfico 5.4 muestra las emisiones asociadas a los combustibles fósiles previas a su consumo, como porcentaje del consumo total doméstico y externo para cada país. Estas incluyen las emisiones directas asociadas al uso de energía en las diversas etapas de producción de los combustibles primarios y su transformación y las emisiones fugitivas de metano del sector fósil. Así, para el promedio de países mostrados, por cada 100 toneladas de CO₂ (tCO₂) emitidas en el momento de consumir los combustibles fósiles, se generaron previamente más de 29 tCO₂e adicionales en la producción, de las que aproximadamente la mitad corresponde a emisiones de metano resultantes del venteo o quema de gas natural no aprovechado o por fugas en los procesos de producción, transformación y transporte.



En el escenario de cero emisiones netas de la AIE, se proyectan reducciones del consumo de gas y petróleo del 17 % y de las emisiones asociadas a estos combustibles superiores al 50 % en 2030. La diferencia proviene de las medidas asociadas con la producción y el transporte de combustibles fósiles. Dichas medidas pueden agruparse en tres ámbitos: reducción de las emisiones de metano, aumento de la eficiencia en el uso de energía a través de mejores equipamientos y electrificación de la energía usada en los procesos.

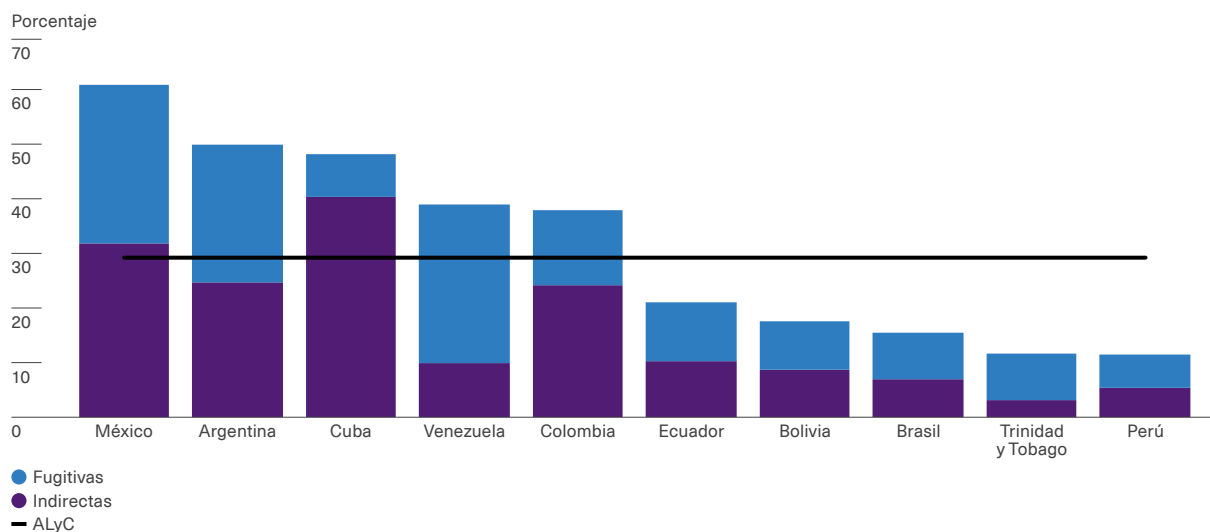
Según la AIE (2023f), el uso de equipamientos más eficientes podría ahorrar en torno al 30 % de la energía necesaria, con reducciones equivalentes en las emisiones. No obstante, la electrificación total permitiría disminuciones de las emisiones aún mayores, cercanas a tres cuartas partes de lo que se emite en la producción actualmente¹⁸. Se estima que más de

la mitad de la producción mundial de petróleo y gas se encuentra a menos de 10 km de una red eléctrica y el 75 % tiene lugar en una zona con buenos recursos eólicos o solares (AIE, 2023f), por lo que la energía en las instalaciones para exploración y producción (*upstream*) podría ser provista por la red de electricidad o incluso generarse con fuentes limpias de manera descentralizada para el caso de sitios remotos.

●●
En el escenario de cero emisiones netas de la AIE, se proyectan reducciones del consumo de gas y petróleo del 17 % y de las emisiones asociadas a estos combustibles superiores al 50 % en 2030

Gráfico 5.4

Emissiones de la producción y transporte de combustibles fósiles respecto a las emisiones totales por consumo de productos finales



Nota: El gráfico muestra las emisiones del sector fósil por uso de energía (emisiones indirectas) y las emisiones fugitivas de metano liberadas en la producción, transporte, refinamiento y distribución de carbón, gas, petróleo y derivados, como porcentaje de las emisiones por consumo de combustibles finales producidos. Las emisiones por uso de energía se computan usando los factores de emisión correspondientes a cada combustible. Consumo total se refiere al consumo doméstico más el externo. Se muestran los países para los que existe información homogénea sobre emisiones de metano.

Fuente: Elaboración propia con base en OLADE (2023b) y AIE (2023j).

¹⁸ El resto abarca operaciones que no son factibles para la electrificación total, incluidas las que requieren cantidades sustanciales de calor, y las grandes emisiones de procesos (como las instalaciones para la conversión de carbón en combustibles líquidos). A su vez, los autores excluyen la producción que tiene lugar en zonas alejadas de las redes o con escasos recursos solares o eólicos (AIE, 2023f).

En el caso del carbón, el 85 % de las emisiones asociadas a la producción son emisiones de metano fugitivas y representan el 10 % de las emisiones de metano totales de las actividades humanas. Estas son muy difíciles de reducir mientras continúe la producción, puesto que el proceso involucra extraer, fracturar y separar el material que tiene atrapado metano y, por ende, su liberación. Un ámbito de política clave es eliminar las emisiones pasivas de metano en las minas que dejan de producir, por ejemplo, mediante la inundación y sellado de las subterráneas (ETC, 2023b).

La correcta disposición final de los yacimientos de petróleo y gas es también crucial para mitigar los impactos ambientales de la producción de recursos fósiles. De no realizarse, los sitios de producción abandonados pueden emitir metano y liberar productos nocivos para el ambiente, ya sea porque emergen desde el yacimiento o por exposición al ambiente de desechos remanentes de la producción. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos

estima que existen cerca de 3,7 millones de pozos petroleros abandonados (EPA, 2023b), de los cuales, aproximadamente el 60 % no cuenta con tratamiento de sellado para evitar derrames de metano y, en muchos casos, no tienen propietarios bien definidos. La correcta disposición final de estas explotaciones tiene un costo mediano estimado que supera los USD 70.000 por cada pozo (Raimi et al., 2021).

La disposición final adecuada de los yacimientos en desuso representa un costo relevante, aunque a menudo no contemplado en las políticas de transición energética. Cuando los yacimientos son abandonados por los operadores y no puede determinarse con certeza quienes fueron los propietarios y responsables de la operación (por ejemplo, en el caso de cierre de empresas, quiebras y estructuras complejas que involucran múltiples firmas), su desmantelamiento se torna una costosa carga para los Estados (son conocidos como activos huérfanos).

El rol del gas natural en la transición energética

De la discusión presentada en este capítulo se desprende que las alternativas tecnológicas para descarbonizar la demanda de combustibles todavía plantean grandes desafíos de viabilidad en la escala que se requiere. Al mismo tiempo, aún son poco competitivas en costos respecto a los combustibles fósiles que deben sustituir. En este contexto, un espacio de políticas promisorio para la reducción de las emisiones en el corto plazo en el camino hacia la descarbonización es el reemplazo de combustibles líquidos derivados del petróleo y el carbón por gas natural.



Un espacio de políticas promisorio para reducir las emisiones en el corto plazo es el reemplazo de los combustibles derivados del petróleo y el carbón por gas natural

El gas natural está compuesto principalmente por metano, que es el hidrocarburo de menor peso molecular, conformado por un átomo de carbono

y cuatro de hidrógeno. Esta baja relación entre el contenido de hidrógeno y de carbono implica que es también el hidrocarburo con menores emisiones de CO₂ por unidad de energía entregada. De hecho, las emisiones directas asociadas a la combustión de gas natural son de 56 tCO₂ por terajulio (TJ), un 32 % menores que la combustión de diésel y el 70 % inferiores a las del carbón (IPCC, 2006). Además de las emisiones que se generan al momento de su consumo, los combustibles fósiles atraviesan diversos procesos de producción que involucran el uso de energía y, en consecuencia, emisiones indirectas asociadas a ese consumo energético. Finalmente, su producción y transporte son fuente de emisiones fugitivas de metano. Considerando estas emisiones indirectas, la combustión de gas natural producido en América Latina y el Caribe lleva asociadas emisiones estimadas en 75 tCO₂/TJ, las cuales son un 23 % inferiores a las del gasóleo y el 22 % más bajas que las del carbón mineral (ver el capítulo 3). Es decir, que el uso de gas natural, en las condiciones actuales de producción de la región, tiene menos impacto en el calentamiento global que otros combustibles fósiles.

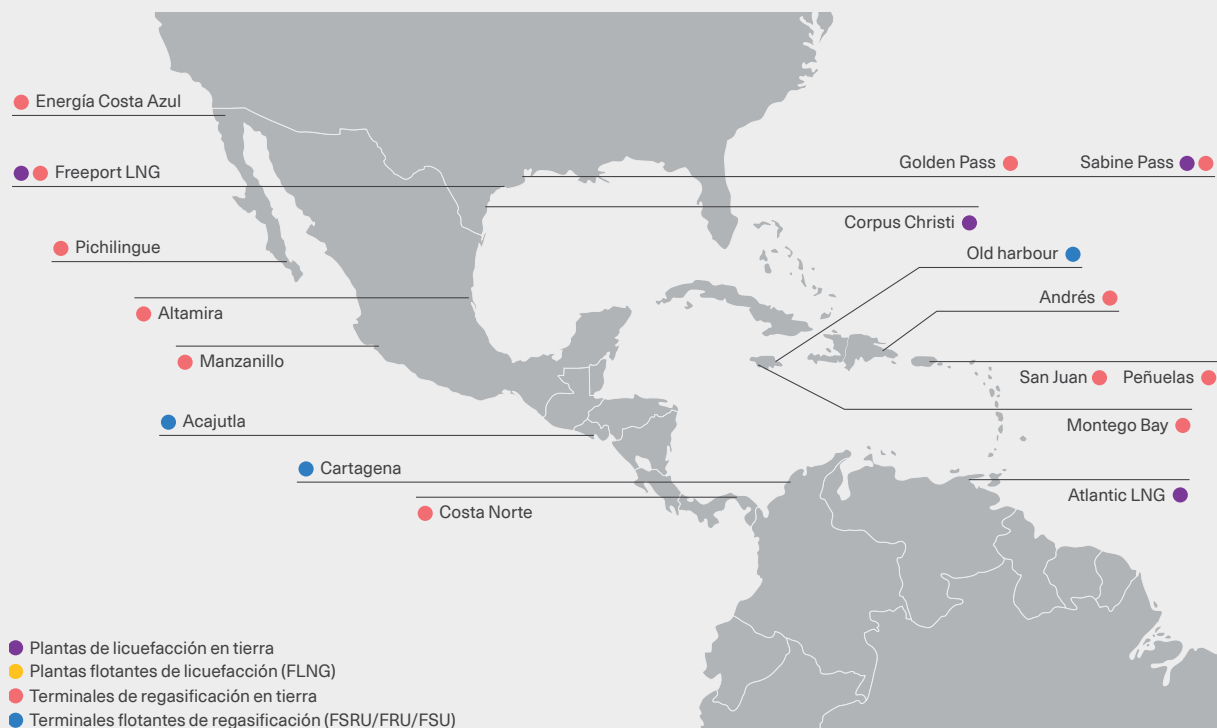
Recuadro 5.3

El rol del gas natural licuado en pequeña escala para las pequeñas economías insulares en desarrollo

El comercio de gas natural de larga distancia requiere de infraestructura específica y capital intensivo para la licuefacción del gas en origen, el transporte marítimo en buques especializados y plantas de regasificación en destino. Sin embargo, avances tecnológicos recientes en la cadena de valor del gas natural están permitiendo una gran reducción de los costos para el establecimiento de sistemas de gas licuado de pequeña escala. Estos avances son particularmente promisorios para satisfacer las necesidades energéticas en países insulares en desarrollo, como es el caso de los del Caribe (Perczyk y Rabinovich, 2023). Además, permitiría atender consumos energéticos en sitios remotos con acceso fluvial que tienen un menor impacto en sitios de alto valor ecosistémico, como en el caso de los poblados en la cuenca del Amazonas (Oliveira Barbosa et al., 2023).

La Unión Internacional del Gas (IGU, por sus siglas en inglés) define las plantas de licuefacción y regasificación a pequeña escala como aquellas con capacidades de entre 200.000 y 4 millones de metros cúbicos diarios (m³/ día). Esta escala permite adaptar la distribución y uso de GNL a las necesidades específicas de mercados más pequeños.

Figura 1
Terminales de GNL en el Caribe en 2022



Fuente: Traducida de GIIGNL (2023).

Esas cadenas de valor de pequeña escala existen en dos alternativas (Rodríguez Pardina et al., 2022). La primera consiste en el transporte de GNL en buques gasíferos especializados y la entrega en estado líquido a terminales de almacenamiento y regasificación de pequeña escala. Entre ellas, las naves de almacenamiento y regasificación flotantes (FSRU, por sus siglas en inglés) son una solución particularmente atractiva para países con litorales marítimos, ya que permiten recibir y reabastecer GNL sin la necesidad de invertir en costosas infraestructuras gasíferas a largo plazo. La segunda alternativa es la distribución de GNL en contenedores construidos según el estándar de la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés). Se trata de tanques especializados con las mismas medidas que los contenedores de transporte comunes, lo que permite usar la infraestructura portuaria y de transporte terrestre existente. De igual modo, requieren plantas de licuefacción a pequeña escala próximas a los centros de consumo.

Estas tecnologías están cobrando cada vez más relevancia en la subregión del Caribe. Por ejemplo, la empresa AES está desarrollando dos proyectos en República Dominicana y Panamá. Además, esta empresa reconfiguró en 2015 la terminal para recargar el GNL en Santo Domingo (República Dominicana), para envíos de pequeña escala a las islas caribeñas cercanas. La iniciativa es parte de una estrategia para desarrollar un mercado de distribución radial (*hub-and-spoke*) para abastecer al Caribe y Centroamérica. Otro ejemplo de estrategia similar se llevó a cabo en la terminal de Montego Bay (Jamaica) de la firma New Fortress Energy.

Esos proyectos demuestran cómo estas iniciativas pueden desarrollar mercados regionales de gas natural y ejemplifican cómo los grandes cargamentos de GNL pueden ser redistribuidos en envíos más pequeños a mercados cercanos, fomentando una nueva demanda regional de este producto (Rodríguez Pardina et al., 2022).

El gas natural presenta también otras ventajas respecto a otros combustibles en lo que concierne a la contaminación local del aire, debido a que su combustión produce cantidades de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas finas en suspensión mucho menores que las emitidas por otros combustibles fósiles. Estos contaminantes tienen grandes impactos sobre la salud humana: la OMS estima que la mayor exposición a partículas finas de 2,5 micrones ($MP_{2,5}$) resultantes de las actividades humanas causa más de 4,2 millones de muertes prematuras por año, por la incidencia de enfermedades cardiovasculares, respiratorias y cáncer (OMS, 2021).

Parte del atractivo del reemplazo de otros combustibles por gas natural es que, en muchos casos, posibilita el uso de equipamientos existentes con modificaciones accesibles y una transición más suave de la industria, permitiendo prolongar la vigencia de las tecnologías y bienes en producción. Por ejemplo, la industria automotriz en Argentina,

Brasil o Perú cuentan ya con estándares para el uso flexible de gas natural comprimido o vehicular y gasolina en vehículos. Esto puede facilitar la reducción de las emisiones donde ya existen redes de distribución de gas natural en funcionamiento y donde las redes de transmisión de electricidad se encuentran congestionadas. Por otro lado, en el sector eléctrico es posible modificar las centrales de generación termoeléctrica alimentadas por carbón para que funcionen con gas natural, lo que resulta en gastos de capital hasta un 30 % menores que instalar una nueva planta (EIA, 2020c; Siemens Energy, s. f.).

A modo de ejemplo, si se reemplazara con gas natural el 50 % del uso de carbón y combustibles derivados del petróleo, se alcanzaría una reducción de 157 millones de $tCO_2e/año$, equivalentes al 6,9 % de las emisiones de origen energético de la región, que pueden ser mayores si se adoptan medidas de reducción o eliminación de emisiones fugitivas¹⁹.

19 El cálculo considera emisiones directas, indirectas y fugitivas proporcionalmente (cuadro 3.2).



Si se reemplazara la mitad del uso de carbón y combustibles derivados del petróleo por gas natural, las emisiones de origen energético de la región disminuirían un 7 %

La disponibilidad de recursos de gas natural en algunos países de América Latina y el Caribe y el menor perfil de emisiones y contaminantes locales que lleva asociado su uso pueden ser una oportunidad para asistir a la reducción de emisiones en otros países dentro y fuera de esta región a través de la integración en cadenas de valor de gas natural licuado durante la transición. Desarrollar capacidad de producción en la región para ocupar una posición exportadora puede permitir desplazar en parte el consumo global de carbón, lo que contribuiría a reducir las emisiones en el corto plazo. El consumo mundial de carbón es aún superior al del gas natural, representando el 27 % de las fuentes primarias de energía (171 TJ), mientras que en la región representa solo el 5 % (1,6 TJ) (OLADE, 2023b). Incluso una pequeña participación en el reemplazo global de carbón por gas permitiría monetizar las reservas de gas regionales, contribuyendo a la vez a la descarbonización mundial en el corto plazo.

Evaluando estrategias basadas en el gas natural

Dos aspectos son centrales a la hora de evaluar en qué medida un proyecto de gas natural contribuye o no a la reducción de emisiones asociadas a la energía. Primero, cuál es la adicionalidad que tiene ese proyecto en el corto plazo. Segundo, cómo este proyecto altera las trayectorias de uso de las distintas fuentes de energía en el largo plazo.

El primer aspecto consiste en determinar la contribución real a la reducción de emisiones que implica un proyecto, considerando cuidadosamente qué pasaría con ese consumo de no concretarse el proyecto en cuestión. Por ejemplo, un proyecto de gasoducto que busca sustituir importaciones de gas natural en favor de una fuente doméstica no contribuye a la reducción de emisiones, aunque puede ser valioso para perseguir otros objetivos fiscales o sectoriales. En cambio, cuando

esa inversión permite reemplazar el uso domiciliario de leña, sí podría contribuir a la reducción de emisiones. Sin embargo, para esta evaluación debe considerarse cuidadosamente el escenario contrafáctico. En el caso de que esos hogares estuvieran camino a la electrificación de su consumo, ya no podría considerarse que el proyecto contribuye a la reducción de emisiones.

El segundo aspecto concierne a cómo se ve afectada la trayectoria del uso de las diversas fuentes de energía en el largo plazo si se promueve el gas en el corto plazo. Si bien el gas natural muestra un menor impacto ambiental que otros combustibles, dista de ser una solución carbononeutral. Como se expuso en el subapartado "Atributos y circunstancias que favorecen la dependencia", tanto las decisiones de inversión en producción como en equipamientos son propensas a profundizar aún más la dependencia en los combustibles fósiles por los incentivos que tienen los agentes involucrados para extender el uso de combustibles hasta el final de la vida útil de los bienes durables y de capital.

Una forma de minimizar los riesgos del efecto de bloqueo en las decisiones actuales es que los gobiernos y agentes consideren la readecuación de equipamientos para el uso de gas natural como un paso inserto en una posible secuencia de largo plazo hacia la descarbonización. Las trayectorias de descarbonización consideran cuáles son las alternativas energéticas bajas en emisiones más prometedoras en el largo plazo y en qué medida las alternativas actuales son compatibles con esa solución de largo plazo.

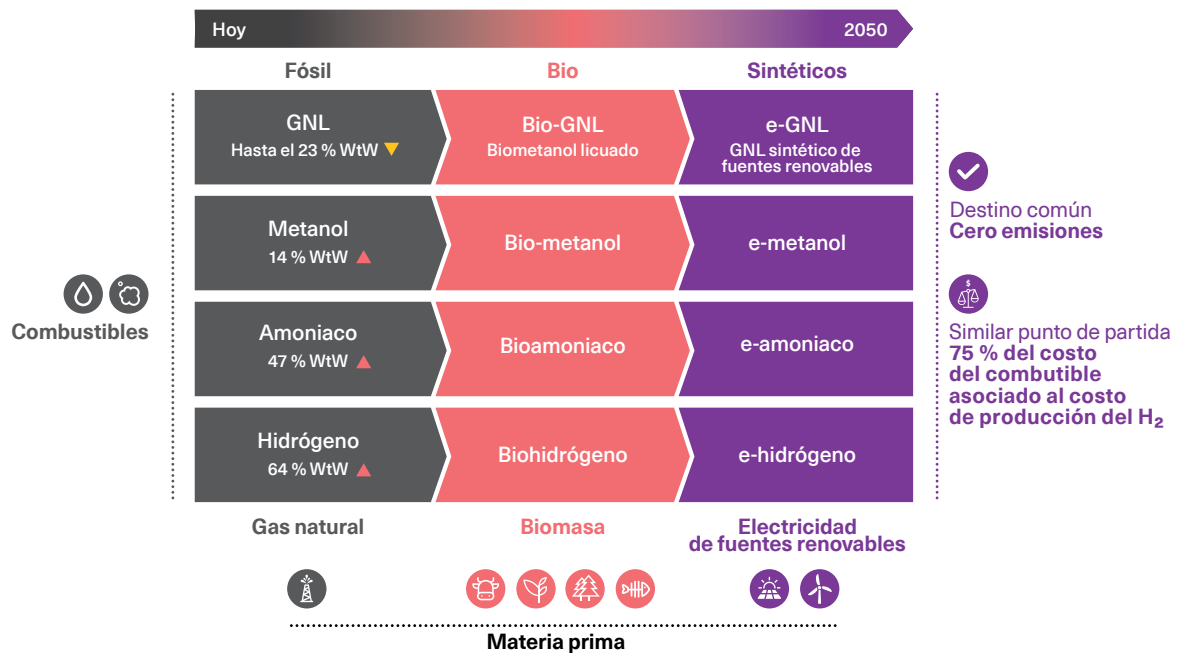


Dos aspectos centrales para evaluar las estrategias basadas en gas natural son la adicionalidad del proyecto en el corto plazo y si este altera el uso de fuentes de energía en el largo plazo

La figura 5.1 presenta un ejemplo esquemático de diversas trayectorias de descarbonización diagramadas por SEA-LNG, un consorcio de empresas del sector gasífero y de transporte que abogan por la adopción del gas licuado en el transporte marítimo. Este es uno de los sectores donde se prevé que se seguirán usando combustibles en el largo plazo de no mediar avances tecnológicos disruptivos.

Figura 5.1

Trayectorias alternativas para la descarbonización del transporte marítimo



Nota: La figura presenta de manera esquemática cuatro trayectorias alternativas para la descarbonización del sector según el tipo de combustible con soluciones tecnológicas intermedias para minimizar el efecto bloqueo. WtW es el acrónimo del término "well to wheel" (del pozo a la rueda), un método para evaluar de manera completa y precisa el consumo y las emisiones de una fuente de energía al considerar todo su ciclo de vida.

Fuente: Traducida de SEA-LNG (2023).

El esquema plantea cuatro trayectorias alternativas para la descarbonización del sector, basados en el uso de gas licuado, metanol, amoníaco e hidrógeno. Cada alternativa involucra soluciones tecnológicas distintas entre trayectorias, pero de fácil o inmediata adaptación entre etapas de una misma trayectoria, lo que minimiza los efectos de bloqueo. Para el caso del gas licuado, por ejemplo, el estudio plantea que la adopción actual de naves propulsadas por este producto, en lugar de gasóleo para navegación marítima, implicaría emisiones hasta un 23 % menores, a la vez que permitiría una transición directa hacia el gas licuado de base orgánica, primero, y sintética en el largo plazo.

En conclusión, es esencial reconocer que detener el calentamiento global a largo plazo requiere alcanzar emisiones netas cero de gases de efecto invernadero a nivel global. Esto significa que cualquier uso residual de combustibles fósiles que permanezca en el largo plazo, incluyendo el gas natural, deberá ser compensado de manera efectiva mediante la captura y almacenamiento de carbono en otros sectores. Por lo tanto, las estrategias que aprovechan los atributos del gas natural durante la transición hacia sistemas energéticos sostenibles deben incorporar medidas específicas para prevenir efectos de bloqueo que perpetúen la dependencia de los combustibles fósiles.