

EL GAS NATURAL

en el nuevo mundo
energético

VACLAV SMIL

AÑO

20
21

EL GAS NA TU RAL

en el nuevo mundo
energético

VACLAV SMIL

AÑO

20
21



Prólogo

1 El gas natural

2 Reservas y recursos

3 Producción, transporte y consumo

4 Descarbonización y las fugas de metano

5 Mirando hacia el futuro

Anexo: notas

Prólogo

A principios del año 2020, parecía que la tercera década del siglo XXI presenciaría la continuación e intensificación de las tendencias que habían prevalecido durante las dos décadas anteriores: globalización económica, expansión del comercio, avances rápidos en los ámbitos de la información y la comunicación, cantidad de viajes internacionales no vistos antes y una descarbonización gradual de las economías nacionales impulsada por la generación de electricidad eólica y fotovoltaica. La pandemia causada por el virus SARS-CoV-2 pareció cambiar todo eso, pero un examen más detallado de la situación anterior al COVID-19, muestra que era más complicada y que los posibles cambios posteriores al COVID-19 finalmente serán menos dramáticos.

La globalización económica y el comercio mundial, de hecho, habían experimentado un retroceso desde mediados de la primera década de este siglo¹. La penetración y omnipresencia de las redes sociales, las altas cuotas del mercado en manos de unas pocas empresas importantes y las preocupaciones sobre la difusión de desinformación y fake news, llevaron a una reclamación de mayor regulación y responsabilidad del sector de las IT, tanto en Europa como en los Estados Unidos. El rápido aumento del volumen de viajes turísticos internacionales generó también preocupación sobre la degradación ambiental y la reducción de la calidad de vida en lugares invadidos por visitantes, impulsando los primeros pasos hacia limitaciones en los excesos de lo que se llegó a llamar sobreturismo. Y aunque la búsqueda de maneras de lograr una descarbonización acelerada del suministro energético mundial obviamente se ha vinculado a las crecientes preocupaciones sobre el cambio climático global, no hay nada nuevo en el proceso en sí².

La historia de la producción moderna de energía primaria y electricidad muestra una tendencia clara en la dirección de una menor intensidad de carbono. A la leña le siguió el uso del carbón, al carbón el petróleo y al petróleo el gas natural. Después, la generación de electricidad utilizando combustibles fósiles fue complementada por la generación hidroeléctrica y nuclear y más recientemente, por la energía solar y eólica. Pero el ritmo global de estas transiciones ha sido lento: hace medio siglo el mundo obtenía aproximadamente el 94% de su energía primaria de combustibles fósiles; en el año 2020 esa proporción era todavía de aproximadamente el 85% y el 60% de la electricidad mundial todavía se generaba en centrales que operaban con carbón o gas natural (el petróleo crudo y los fueles refinados representaron otro 4% del total)³.

La historia de la producción moderna de energía primaria y electricidad muestra una tendencia clara en la dirección de una menor intensidad de carbono.

Tan pronto como la pandemia de la COVID-19 comenzó a desarrollarse, se dijo que representaba una oportunidad única en la vida para transformar el mundo en general (y no fue sólo la directora gerente del Fondo Monetario Internacional quien lo dijo) y un punto de partida providencial para una rápida transición al suministro de energía sin carbono en particular. Cuando la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó sus Perspectivas sobre Tecnología Energética en junio de 2020, presentó un escenario radical con una importante reducción en emisiones de carbono resultado de la electrificación acelerada de la calefacción y el transporte y de la producción a gran escala de hidrógeno bajo en carbono, así como de combustibles derivados del mismo⁴. La caída temporal en las emisiones de CO₂ que resultó del confinamiento y la desaceleración económica en los meses de la primavera de 2020 fue visto por muchos comentaristas y gobiernos como el comienzo de una descarbonización completa que se lograría en tan solo tres décadas⁵. Pero hay poco que celebrar y mucho por lo que preocuparse y las buenas intenciones no deben ser confundidas con las valoraciones realistas.

Para empezar, la disminución global en el uso de la energía ha sido mucho menor que la considerada inicialmente. La reducción solo ralentizará el incremento en la acumulación de CO₂ atmosférico, ni siquiera la interrumpirá: a finales de noviembre de 2020, el nivel de CO₂ atmosférico medido en Mauna Loa era un 0,64% más alto que en octubre de 2019⁶. No es

posible distinguir el impacto que a corto plazo han tenido las restricciones por el COVID-19 en las concentraciones de CO₂ atmosférico respecto de la variabilidad natural de un año a otro pero el efecto neto será el de ralentizar el calentamiento global en tan solo 0,01°C.⁷

Incluso si dejamos a un lado el hecho de que esta caída en el uso de energía ha puesto en peligro los medios de vida de cientos de millones de personas, interrumpido la producción de alimentos y la industria y provocado el colapso de muchos servicios esenciales, solo una falta de comprensión de las necesidades y mecanismos energéticos básicos podría conducir a las afirmaciones poco realistas sobre una rápida e inminente desaceleración en el consumo mundial de combustibles fósiles. Desde la perspectiva de lo más urgente, incluso una expansión excepcionalmente rápida y extensa de la generación fotovoltaica y eólica (o la conversión de biomasa en biocombustibles líquidos) no podría asegurar los miles de millones de equipos de protección individual (EPI: mascarillas, pantallas faciales, batas, botas) para hospitales y clínicas afectados por la COVID-19⁸. La producción masiva de los EPI depende de la producción a gran escala de polímeros, con algunos de los monómeros más importantes basados en materias primas ligeras separadas del gas natural (etano para producir etileno) o del reformado con vapor de hidrocarburos en materias primas petroquímicas (propileno).

Cuando miramos hacia el futuro, es imperativo distinguir lo que es posible en las economías más desarrolladas de lo que se requiere en las naciones con ingresos más bajos. Una expansión relativamente rápida de la generación de electricidad renovable y una búsqueda de mayores eficiencias energéticas, pueden resultar (junto con una población estancada o en declive) en una tasa significativa y constante de descarbonización solo en las economías con ingresos más altos. Y aun así, será imposible reemplazar en las próximas décadas todos los combustibles fósiles que ahora se requieren para la calefacción, el transporte y los usos industriales por alternativas libres de carbono.

En contraste, el consumo asiático y africano de combustibles fósiles sigue aumentando y las aspiraciones de desarrollo de las naciones de ingresos más bajos aseguran que seguirá aumentando en el futuro predecible, incluso con la expansión acelerada de la generación de electricidad renovable y con la adopción de transformaciones más eficientes. Hay algunos indicios de que, después de cuatro décadas de rápido desarrollo económico, las emisiones de CO₂ en China podrían alcanzar su máximo incluso antes de 2030, pero sin duda seguirán aumentando en la India, en la mayor parte de Oriente Medio y en África⁹.

En el futuro, un mayor consumo de gas natural puede marcar una diferencia sustancial en los países que hoy en día tienen bajos ingresos como ya ha hecho en los países de altos ingresos: es un combustible perfectamente adecuado para reemplazar el carbón en la generación de electricidad (uno de sus usos más importantes), para alimentar nueva capacidad de generación que pueda operar con una facilidad de despacho y eficiencia de conversión inigualables, para ser utilizado de manera más eficiente que cualquier otro combustible en una multitud de procesos industriales y para proporcionar (durante mucho tiempo) una materia prima indispensable para la síntesis de muchos productos químicos esenciales.

Mirar hacia el futuro requiere por lo menos una comprensión cualitativa y cuantitativa básica de lo que tenemos entre manos y de dónde venimos. Precisamente por eso, primero, antes de abordar las preocupaciones sobre los impactos ambientales del combustible y antes de examinar su futuro, presentaré las propiedades y los beneficios claves del gas natural, sus reservas y recursos y, brevemente, la historia de su extracción, transporte y consumo.

En el futuro, un mayor consumo de gas natural puede marcar una diferencia sustancial en los países que hoy en día tienen bajos ingresos como ya ha hecho en los países de altos ingresos. Mirar hacia el futuro requiere por lo menos una comprensión cualitativa y cuantitativa básica de lo que tenemos entre manos y de dónde venimos.



1



El gas natural

Gas natural es el nombre genérico de ciertas mezclas de hidrocarburos ligeros de la serie de los alcanos (C_nH_{2n+2}) dominadas por su componente más ligero (metano, CH_4). El etano (C_2H_6) suele constituir del 2% al 7% del gas natural por volumen, el propano (C_3H_8) hasta un 1,3%, y pueden estar presentes butano (C_4H_{10}) y pentano (C_5H_{12}).¹⁰

Los alcanos de C_2 a C_5 se conocen como líquidos de gas natural (a menudo conocidos como NGL, por sus siglas en inglés) con el propano y el butano comercializados frecuentemente en recipientes presurizados como gases líquidos de petróleo (GLP). El gas natural también suele contener cantidades pequeñas de CO_2 , H_2S , N_2 , He y vapor de agua, pero las plantas de procesamiento de gas eliminan casi todo menos trazas de estos compuestos y elementos antes de que el gas natural, compuesto sobre todo por metano, sea transportado por las redes de tuberías.

El metano solo tiene una desventaja evidente: a presión y temperatura ambiente ($25^\circ C$), su densidad específica es de solo 0,656 g/L y eso significa que su densidad energética volumétrica es de solo 37,7 MJ/m³ (poder calorífico superior), con valores reales en función de sus diferentes orígenes que oscilan entre 33 y 42 MJ/m³. Estos valores son tres órdenes de magnitud más bajos que las densidades energéticas volumétricas de los combustibles líquidos refinados (gasolina, 35 GJ/m³, y diésel, casi 36,5 GJ/m³). Obviamente, esta baja densidad energética impide cualquier almacenamiento masivo del combustible en tanques de superficie a presiones atmosféricas o el envío intercontinental por barco del combustible en estado gaseoso. El primero de estos dos problemas se ha resuelto mediante el almacenamiento subterráneo a gran

escala (en yacimientos de gas agotados, en acuíferos porosos y en cavernas de sal); el segundo mediante la licuefacción del gas (a $-162^\circ C$) y así elevando la densidad específica (a 428 kg/m³) y la densidad de energía volumétrica a aproximadamente 21,4 GJ/m³ o aproximadamente 600 veces el valor del gas natural típico.¹¹

Las numerosas ventajas del combustible incluyen una alta eficiencia en la combustión, la posibilidad de transportar y distribuir el gas de una forma fiable y asequible a través de redes de tuberías, la gran comodidad y flexibilidad de uso, sus bajas emisiones y un suministro abundante y fiable. Los hornos modernos que utilizan gas natural tienen eficiencias máximas del 95% al 97%, mientras que la eficiencia de combustión del gas natural en grandes calderas para producción de calor, utilizadas en muchas industrias, puede superar el 85% y las mejores turbinas de gas de ciclo combinado utilizadas en la generación de electricidad logran actualmente eficiencias cercanas al 65%, una tasa que ninguna otra conversión de calor logra superar.¹² El transporte de gas comprimido a larga distancia en tuberías se realiza ahora de forma rutinaria a escalas transcontinentales, con líneas troncales que conectan Siberia occidental con Europa occidental (> 5.000 km) y Asia central con el este de China (unos 6.000 km). Al igual que las redes eléctricas, las tuberías de gas natural pueden ser

suministradas y operadas como fuentes de energía continuamente a cargas variables, pero son mejores transmisores de energía que las redes eléctricas de larga distancia y alto voltaje al ser mayores sus capacidades.¹³

La comodidad y la flexibilidad de su uso son obvias. El combustible está disponible casi instantáneamente simplemente con girar una llave, presionar un interruptor o configurando un termostato y su transporte, distribución y entrega a través de tuberías (y ahora, entre continentes usando barcos que transportan gas licuado) es muy fiable. Como resultado, el uso del gas natural está muy extendido para proporcionar calefacción en los sectores residencial, comercial e institucional, para proporcionar calor de proceso en industrias que van desde la fabricación de acero y vidrio hasta la preparación de alimentos y se ha convertido en una opción cada vez más importante en la generación de electricidad. Además, el metano es actualmente una materia prima indispensable para la síntesis de amoníaco y dos de los alcanos más pesados, el etano y el propano, juegan el mismo papel en la síntesis de plásticos. Por lo tanto, el gas natural es el combustible óptimo para áreas urbanas densamente habitadas que requieren calefacción estacional, además es una opción eficiente, confiable y limpia para la generación de electricidad y el calor necesario para muchos procesos industriales y es una materia prima crítica para la producción de amoníaco, plásticos, metanol e hidrógeno.

En cuanto a las emisiones atmosféricas, el gas natural es el único combustible cuya combustión no produce SO_2 (se elimina el H_2S del gas sin procesar antes de ser introducido en una tubería) y emite solo una pequeña cantidad de partículas del tamaño más pequeño (diámetro $<2.5 \mu\text{m}$, $\text{PM}_{2.5}$). Esto lo convierte en un combustible ideal para la generación de electricidad en sitios dentro de o cercanos a áreas urbanas. Al igual que con todos los combustibles fósiles, la combustión de gas natural genera CO_2 , pero por unidad de energía el metano tiene la menor intensidad

de carbono: la combustión completa de carbón bituminoso genera 93-95 kg CO_2/GJ , la tasa es en términos generales entre 73 y 74 CO_2/GJ para combustibles líquidos refinados (gasolina y diésel) y solo 56 kg CO_2/GJ para el gas natural.¹⁴

La fiabilidad de la distribución y suministro se da por asegurada, tanto en los sectores industriales como en los hogares y los riesgos de la distribución de gas natural se han minimizado. Los datos de EE.UU. indican que las explosiones accidentales y las igniciones de gas natural causan una media de dos muertes al año, que representa una parte minúscula de más de 160.000 muertes al año que son causadas por lesiones accidentales.¹⁵ La abundancia del gas natural se ilustra además por el hecho de que su suministro global casi se cuadruplicó durante los últimos 50 años y aumentó en casi un 75% durante las dos primeras décadas del siglo XXI. El aumento del precio del gas natural en Europa en 2021 no ha sido causado por ninguna escasez física inminente del combustible, sino por una concatenación impredecible de eventos que incluyen un invierno más frío (por lo tanto, una temporada de calefacción más larga), una reducción en la producción de electricidad eólica y una creciente dependencia de las importaciones en un momento en que la demanda mundial se recuperó después de la peor fase de restricciones económicas causadas por Covid. De hecho, el gas natural ha sido solo uno de los muchos productos básicos comercializados a nivel mundial que han experimentado aumentos de precios tan altos. Una inversión adecuada en el desarrollo de las reservas existentes y la expansión del mercado global debería llevarnos a precios más bajos; por contra, la falta de tales inversiones, combinada con el cierre prematuro de otras capacidades alimentadas por combustibles fósiles (o nucleares), podría conducir a picos de precios aún más altos en el futuro. La lección de 2021 es clara: la transición energética debe guiarse por realidades físicas, no por objetivos arbitrarios para años que terminan en cero.



2



Reservas y recursos

El gas natural se encuentra de manera abundante en la capa superior de la corteza terrestre y durante décadas su extracción se realizó a través de tres fuentes principales: gas asociado a depósitos de petróleo crudo, el gas natural no asociado que proviene de campos de hidrocarburos donde el CH_4 se combina con alcanos más pesados (líquidos de gas natural) y gas no asociado procedente de depósitos cuyo contenido es más del 90% de metano (denominado gas seco). En las últimas décadas la cantidad de gas que se produce a partir de fuentes no convencionales ha crecido, sobre todo de yacimientos de carbón (Coal Bed Methane) y de lutitas (shale gas mediante fracturación hidráulica, o *fracking*). La comercialización de estas fuentes ha aumentado enormemente la base de recursos disponibles e incluso volúmenes mayores de gas están atrapados en hidratos de metano que siguen sin estar disponibles para la extracción práctica.

No hay razón para preocuparse por la magnitud de las reservas mundiales de gas natural y menos aún por los recursos finales. El metano en forma gaseosa (casi puro o mezclado con partes variables de otros alcanos ligeros) está presente en decenas de miles de yacimientos petrolíferos como gas asociado al petróleo y hay miles de campos que producen gas no asociado. Más de la mitad de la producción total proviene de campos gigantes que contienen más de 8,5 km³ de gas recuperable, con 20 campos en la categoría de *supergigantes*, con reservas recuperables que superan los 850 km³.¹⁶

La ampliación del alcance y la mejora en las técnicas de exploración geofísica han dado como resultado un aumento constante de las reservas mundiales de gas natural: de solo 10 Tm³ en 1950 a 65 Tm³ en 1974, que fue el año en el que el mundo comenzó a hacer frente a

la multiplicación por cinco de los precios del petróleo por parte de la OPEP.¹⁷ En 1980, el total ya había alcanzado alrededor de 73 Tm³, una década después estaba justo por debajo de los 125 Tm³ y al final del siglo la cifra era de casi 135 Tm³. El nuevo siglo vio un aumento impresionante en las reservas a algo más de 170 Tm³ en 2010 y a unas 200 Tm³ en 2020. En 1950, más de la mitad de las reservas mundiales de gas estaban localizadas en los Estados Unidos, pero los descubrimientos posteriores en la URSS, Irán y Qatar situaron a estos países muy por delante del total estadounidense.

Los mayores descubrimientos soviéticos tuvieron lugar durante los años sesenta y principios de los setenta, cuando Urengoy (el segundo campo supergigante más grande del mundo con 6.300 km³ de reservas recuperables) fue explotado por primera

vez en 1966.¹⁸ En 2020, los países de la ex URSS poseían casi un tercio de las reservas mundiales de gas natural: Rusia tenía alrededor del 60% del total y Turkmenistán la mayor parte del resto. Irán y Qatar ocupan el segundo y tercer lugar, gracias en gran parte a la propiedad compartida entre ambos del campo de gas natural más grande (y en alta mar) del mundo (con reservas de 35,7 Tm³) descubierto en 1971 y conocido como South Pars en Irán y como North Dome en Qatar. Irán posee algo más del 70% del total de las reservas recuperables.¹⁹

Como sucede con casi todos los recursos minerales, la distribución mundial de los campos de gas natural está extremadamente sesgada: los diez campos más grandes contienen aproximadamente un tercio y los 20 más grandes más del 40% de todo el gas convencional. Irán y Rusia albergan un tercio de todas las reservas (divididas casi por igual), mientras que los cuatro países principales (agregando Qatar y Turkmenistán) tienen casi el 60% de las reservas mundiales. Esto significa que esta concentración de riqueza mineral sea mayor que la del petróleo (en 2019, Venezuela, Arabia Saudita, Canadá e Irán tenían alrededor del 53% de las reservas mundiales de petróleo). Esta distribución altamente desigual también significa que más del 80% de las más de 200 naciones del mundo no tienen reservas internas lo suficientemente grandes para satisfacer la demanda potencial o no tienen yacimientos comercialmente viables y deben recurrir a las importaciones si quieren disfrutar de los múltiples beneficios de este combustible.

Sin embargo, esos países pueden hacerlo sin preocuparse por la disponibilidad del suministro en el futuro. Durante las últimas cuatro décadas, el consumo global de gas se multiplicó por un factor de 2,3 pero la relación entre las reservas y la producción mundial fluctuó entre un periodo de suministro de 48 a 65 años (era de 50 años en 2019). Esto significa que los nuevos descubrimientos y las nuevas técnicas de recuperación han seguido el ritmo

de la creciente necesidad de convertir los recursos a reservas comercialmente viables. Por supuesto, eso podría verse afectado por conflictos internos e internacionales y por el desarrollo económico y político, pero los principales usuarios de América del Norte, la UE, Japón y China nunca han experimentado interrupciones prolongadas en el suministro. Los grandes descubrimientos de gas natural realizados en 2019 muestran cómo la búsqueda de nuevas reservas de manera existosa se ha vuelto bastante generalizada. Sus ubicaciones van desde el Ártico ruso (mar de Kara) hasta las aguas subtropicales de la costa de Mauritania y Senegal y desde los muy controvertidos hallazgos (Turquía, Chipre, Grecia) en el Mediterráneo oriental hasta las últimas incorporaciones de Malasia y Emiratos Árabes, ya ricos en gas.

Tampoco debe haber preocupaciones por la disponibilidad a largo plazo del combustible. La última evaluación del Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS) estimó que los recursos técnicamente recuperables de gas natural convencional (excluyendo Estados Unidos) suman alrededor de 159 Tm³.²⁰ En adición a esto, hay fuentes no convencionales de gas natural aún más masivas, sobre todo en los depósitos con mala permeabilidad y baja porosidad (*shale gas* y *tight gas*), metano de yacimientos de carbón e hidratos de metano (clatratos) por debajo del lecho marino. Por ejemplo, el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) calcula que los recursos totales no descubiertos pero técnicamente recuperables de las reservas de gas en la cuenca de los Apalaches son aproximadamente 6 Tm³ y los esfuerzos innovadores y pioneros de los Estados Unidos después del 2000 para recuperar este gas en grandes volúmenes han demostrado que, al menos en lo que respecta a los EE.UU., la extracción de estos recursos no convencionales se puede comercializar con éxito.²¹ Los hidratos de metano presentan un desafío para su extracción mucho mayor y deben considerarse como el último recurso, no como una fuente de gas asequible a corto plazo.

*La ampliación del alcance
y la mejora en las técnicas
de exploración geofísica
han dado como resultado
un aumento constante
de las reservas mundiales
de gas natural.*





Producción, transporte y consumo

A diferencia del petróleo, cuya extracción comercial dio lugar casi de inmediato a un importante comercio internacional del valioso líquido (y más tarde también de los productos refinados específicos como la gasolina, el queroseno, el diésel y el combustible para barcos), los mercados de gas natural permanecieron comparativamente bajos y completamente segregados durante los primeros 100 años del desarrollo de la industria. Las tuberías de acero sin soldadura (producidas por primera vez por Reinhard y Max Mannesmann en 1885) hicieron posible la construcción de gasoductos de larga distancia, pero su coste, los limitados volúmenes de reservas de gas conocidas, combinado con los amplios suministros económicos de carbón y petróleo no proporcionaron incentivos para tales proyectos. De manera similar, Godfrey Cabot presentó la primera patente para un metanero de gas natural licuado (GNL) en 1915, pero la ausencia de mercados extranjeros (los Estados Unidos era el único usuario importante del combustible gaseoso) y los altos costes de dichos buques y de las instalaciones de GNL, retrasaron los primeros proyectos (todavía muy costosos) hasta la década de los 60.²²

La producción de gas natural es hoy en día una industria madura basada en tecnologías avanzadas de exploración, extracción, procesamiento, transporte y transformación para suministrar, de manera asequible y fiable, una parte importante y creciente de la energía primaria mundial. Los avances en la exploración se han basado en una mejor comprensión de la geología tectónica fundamental, en el despliegue de nuevos métodos de exploración geofísica y en las simulaciones cada vez más detalladas en 3D y en 4D de los yacimientos de petróleo y gas que se utilizan para determinar el mejor curso de extracción. El transporte es

ahora prácticamente ilimitado en términos de la longitud de los gasoductos (los enlaces intercontinentales entre Siberia y Europa y los enlaces de larga distancia entre Asia occidental y oriental, se han vuelto comunes). De la misma forma, las exportaciones de GNL han evolucionado para convertirse en una industria verdaderamente global que ahora transporta la mitad de todo el gas comercializado.

Durante décadas, las ventas intercontinentales de GNL permanecieron restringidas a un número relativamente pequeño de contratos a largo plazo (principalmente con Japón, por

volumen importado), pero para el año 2000 nueve países (incluidos Indonesia, Malasia, Australia y Qatar) se unieron a los dos exportadores originales (Argelia y los EE.UU.) para enviar GNL a países extranjeros, incluidas (por orden de volumen vendido) exportaciones a Francia, España, Bélgica e Italia.²³ Estos acuerdos comenzaron a cambiar gracias a diversos avances técnicos que introdujeron innovaciones grandes y menores. En la primera década del siglo XXI el tamaño máximo de los trenes de licuefacción se duplicó y un nuevo diseño de buques metaneros de GNL reemplazó las grandes esferas de aluminio (Kvaerner-Moss, cubiertos con aislamiento y colocados dentro de tanques de acero) con un diseño de membrana que utiliza acero inoxidable delgado para fabricar tanques aislados que encajen en el casco interior de los buques.²³ Como resultado, después de décadas de un crecimiento mínimo, la capacidad de los mayores buques de GNL aumentó a más de 250.000 m³ llegando la clase Q-Max de Qatargas a transportar 267.000 m³. En la dirección opuesta, también están disponibles hoy en día instalaciones pequeñas de GNL para los usuarios de energía que no están conectados a gasoductos y que son demasiado pequeños para permitirse grandes plantas de regasificación. Los beneficiarios más obvios han sido las naciones insulares del sudeste asiático y del Caribe.²⁴

Después de décadas de un crecimiento mínimo, la capacidad de los mayores buques de GNL aumentó a más de 250.000 m³ llegando la clase Q-Max de Qatargas a transportar 267.000 m³. En la dirección opuesta, también están disponibles

hoy en día instalaciones pequeñas de GNL para los usuarios de energía que no están conectados a gasoductos y que son demasiado pequeños para permitirse grandes plantas de regasificación.

Gracias a estos avances, el transporte global de GNL alcanzó el 25% de todo el gas natural exportado en 2008 y en 2020 la capacidad de exportación anual total fue de casi 500 Mt, con aproximadamente un tercio de todas las ventas por contratos spot o de corto plazo y el resto basado en contratos que duran normalmente entre 11 y 16 años. En 2020, 21 países exportaron y 42 países importaron GNL y los envíos representaron más del 49% del gas comercializado a nivel mundial.²⁵ Seiscientos buques (la mayoría de menos de 15 años) transportan el gas entre continentes, siendo Australia y Qatar los exportadores más grandes (cada uno envía alrededor del 21% del total mundial). Estados Unidos rápidamente alcanzó el tercer lugar, seguido de Malasia, Nigeria y Rusia (gas del Ártico).

El este de Asia (Japón, China, Corea del Sur y Taiwán) domina las importaciones (comprando la mitad del volumen mundial), mientras que España, Francia, el Reino Unido e Italia son los mayores compradores en Europa. De manera remarcable, esta continua expansión del GNL no ha cambiado el excelente historial de seguridad de la industria. Las explosiones del 19 de enero de 2004 en una planta de GNL en Skikda, Argelia, siguen siendo el incidente más grave en una instalación de licuefacción (26 muertos, 74 heridos) y desde el inicio del comercio en 1964 nunca ha habido ningún accidente marítimo con resultado de pérdida de vidas o de carga, ni en daños a las instalaciones portuarias.²⁶



21 países exportaron y 42 países importaron GNL y los envíos representaron más del 49% del gas comercializado a nivel mundial 2020

EE.UU.

En el año 1900, el gas natural representaba menos del 3% de la energía primaria de los EE.UU.; la proporción subió hasta el 20% en 1951, alcanzó un máximo de aproximadamente el 32% en 1970 y luego, con el estancamiento de la producción de gas convencional en los EE.UU. (¡la producción en 2010 fue de menos del 1% por encima del volumen de 1970!), se ha mantenido por debajo del 25%. Esta paralización no solo provocó un aumento de los precios del gas natural, sino también temores sobre el suministro futuro. En 2003, dos geólogos petroleros experimentados publicaron una evaluación del mercado de gas natural en América del Norte que contenía una única referencia breve al sale gas y concluyó que los días del gas barato eran historia y que por tanto se necesitaban instalaciones adicionales de GNL para aumentar las importaciones, que quizás no sería posible construir a tiempo de

evitar un racionamiento del gas disponible.²⁷ Pero, solo seis años más tarde, los EE.UU. superó la extracción rusa para convertirse, una vez más, en el principal productor mundial de gas natural. Es más, en 2016 el país se convirtió en un exportador de GNL y en 2019 vendió 47,5 Gm³, por delante de Rusia, pero lejos de Qatar y Australia. Todo esto sucedió debido a la combinación de perforación horizontal y un alto volumen de fracturación hidráulica.

Ambas son técnicas antiguas que se han mejorado durante décadas y las prácticas actuales de perforación horizontal combinada con fraccionamiento hidráulico, tuvieron su comienzo en una investigación financiada por el gobierno de los EE.UU. que comenzó a finales de la década de los 70, para impulsar la recuperación de gas natural desde recursos no convencionales, sobre todo del abundante sale gas del país.²⁸ La empresa de George P. Mitchell (Mitchell Energy & Development) logró un éxito comercial disruptivo basado en estos avances y en el despliegue de un líquido de fracturación más económico a fines de la década de 1990 en el Barnett Shale, Texas. En 2009, quedó claro que el campo de gas natural supergigante más grande del mundo no se encuentra en el Medio Oriente ni en Siberia, sino en el Marcellus Shale en la zona de los Apalaches, que se extiende desde el estado de Nueva York hasta Alabama.²⁹

En el año 2000, el sale gas representó solo el 1,6% de la producción total de los EE.UU.³⁰ (y la fracturación hidráulica de depósitos convencionales y no convencionales produjo menos del 30% del total), en 2010 representó alrededor del 22% y en 2019 alcanzó el 68% del total, con la fracturación hidráulica responsable del 80% de toda la extracción de gas en los EE.UU. Este rápido ascenso de un nuevo recurso energético elevó la producción de gas del país en un 52% entre 2010 y 2019, cuando el gas natural representó el 32% de la producción de energía primaria del país, solo superada por el petróleo (37%) y muy por delante del carbón y las energías renovables (el 11% cada una). Como resultado, los precios a boca de pozo y de entrada a la ciudad disminuyeron desde sus valores más altos, al igual que los precios

comerciales. Las exportaciones a través de gasoductos de los EE.UU. se multiplicaron por 15 durante las dos primeras décadas del siglo XXI y las exportaciones de GNL se multiplicaron por 100 después de su primer año de comercialización en 2014.³¹

Europa

El suministro de energía en Europa estuvo dominado por el carbón (ampliamente utilizado para producir gas ciudad en muchas de las ciudades más grandes del continente) hasta después de la Segunda Guerra Mundial. Solo unos pocos países (Rumania, Italia, Austria) tenían pequeños campos de gas natural y la producción total de gas del continente era insignificante. En ausencia de grandes reservas de gas natural, el Reino Unido y Francia recurrieron en 1964 a las primeras y caras, importaciones de gas natural licuado del mundo, procedente de la primera planta de licuefacción de alta capacidad en Arzew, Argelia. En 1969 se produjeron las primeras exportaciones de Libia a España. Las conversiones a gran escala de procesos industriales y de calefacción doméstica a gas natural comenzaron solo después de los descubrimientos del campo de Groningen en los Países Bajos (perforado en 1959 con la primera producción en 1963) y de los principales campos en los sectores británico y noruego del Mar del Norte (la línea que divide los sectores se trazó en 1965).³²

El campo británico de West Sole fue el primero, en 1965, con el gas llegando a tierra firme en 1967 y el programa para convertir los usos residenciales a gas natural se completó en 1976. El campo de gas noruego Frigg se perforó en 1971 y las reservas del supergigante campo Troll se estimó en 1.300 bcm (billion cubic meters) billones de m³ en 1979 (el gas de este campo no llegó a la UE hasta 1996). Noruega hizo importantes descubrimientos de gas natural también en el Mar de Barents (Snøwhit en 1984) y en el Mar de Noruega, por encima del paralelo 62 (Ormen Lange en 1997 en aguas profundas). Se instalaron gasoductos submarinos bajo el Mar del Norte no solo a Noruega, Escocia e Inglaterra, sino también directamente a Dinamarca, Alemania, Bélgica y Francia. Como

los campos más grandes pertenecían en su mayor parte o en su totalidad al sector noruego, este país se convirtió en el principal exportador de gas natural de Europa.

Los siguientes desarrollos importantes que cambiaron el mercado europeo del gas natural durante décadas se produjeron durante los años 80, cuando la URSS completó infraestructuras troncales de longitudes sin precedente y con capacidad para conectar campos supergigantes en Siberia occidental con Europa oriental, central e incluso occidental.³³ Las exportaciones a gran escala comenzaron incluso cuando la URSS consumía volúmenes crecientes de gas a nivel nacional, internamente. Una densa red de gasoductos del norte y centro de Europa se extendió hacia el sur hasta Italia, Francia, España y Portugal y luego vinieron las conexiones africanas que traían el gas desde el campo supergigante Hassi R'Mel de Argelia. La primera (1983) fue el gasoducto Transmediterráneo a Sicilia vía Túnez, luego en 1996 el gasoducto Magreb-Europa vía Marruecos cruzando el Estrecho de Gibraltar a España, en 2004 el Greenstream de Libia a Sicilia y en 2011 el Medgaz a través del Mediterráneo hasta Almería.³⁴

Una densa red de gasoductos del norte y centro de Europa se extendió hacia el sur hasta Italia, Francia, España y Portugal y luego vinieron las conexiones africanas que traían el gas desde el campo supergigante Hassi R'Mel de Argelia.



Los gasoductos submarinos ahora también se extienden desde Rusia: el Nord Stream 1 desde Vyborg cerca de San Petersburgo que pasa bajo el Mar Báltico hasta Greifswald en el norte de Alemania se completó en 2011 y el doblamiento de esta línea (Nord Stream 2) se detuvo en diciembre de 2019. Un año más tarde el destino de esta conexión casi terminada sigue siendo incierto.³⁵ La última incorporación es el Turk Stream que lleva el gas ruso bajo el Mar Negro desde la región rusa de Krasnodar hasta la costa europea de Turquía. De esta forma, la red de transporte de gas natural del continente europeo se extiende desde el Mar del Norte hasta Andalucía y Sicilia en el sur y desde Irlanda en el oeste hasta los Urales en el este y además, ahora está conectada con el norte de África, Siberia y Asia Central. La extensión, la densidad y el coste de esta enorme infraestructura que se construyó durante más de medio siglo y que se ha vuelto indispensable para mantener el alto nivel de vida del continente deja bien claro que la dependencia del gas natural permanecerá durante las próximas décadas.

La producción del yacimiento de Groningen y de algunos más antiguos del Mar del Norte ha ido disminuyendo, y algunos campos (incluido el gigante yacimiento de Frigg de Noruega) han sido clausurados cuando la producción de gas natural del continente pasó su punto máximo y empezó a disminuir. En 2019, la producción de gas natural en Europa estuvo un 30% por debajo de su producción máxima (en 2004), y las disminuciones respectivas fueron del 67% para los Países Bajos (máxima ya en 1977) y del 65% para el Reino Unido (producción máxima en el año 2000). Inevitablemente, las importaciones de gas a Europa han aumentado y Rusia se ha convertido en un proveedor cada vez más importante.³⁶ Sin embargo, incluso esta enorme infraestructura capaz de transportar 250 Gm³ de gas natural al año no ha sido suficiente y el continente es ahora uno de los principales destinos de los envíos de GNL. En 1999 cinco países europeos, con Francia y España en la cabeza, importaban menos de 30 bcm de gas en la forma de GNL, mientras que dos décadas después, 15 países (con los más altos volúmenes de importación aún

destinados a Francia y España) compraban en total alrededor de 120 bcm, con nuevos contratos formalizados ese mismo año para envíos adicionales de GNL a España, Grecia y Polonia.³⁷

La extensión, la densidad y el coste de esta enorme infraestructura que se construyó durante más de medio siglo y que se ha vuelto indispensable para mantener el alto nivel de vida del continente deja bien claro que la dependencia del gas natural permanecerá durante las próximas décadas.

Asia

El primer uso comercial de gas natural en Asia que está bien documentado, fue hace unos 500 años en la provincia china de Sichuan, donde los pozos se hicieron con taladros de percusión, el gas se transportó en tubos hechos de bambú y se utilizó para evaporar salmueras. No obstante, si no contamos la parte asiática de Rusia, el continente asiático solo se convirtió en el principal consumidor de gas natural en los últimos 40 años. Las dos décadas de expansión económica más rápidas en Japón (de 1955 a 1975) fueron impulsadas por el aumento en las importaciones de petróleo y carbón, mientras que la modernización de China y la India dependió de forma abrumadora del carbón nacional de esos países e incluso Medio Oriente, a pesar de sus enormes recursos de gas natural, dependía principalmente de su abundante producción de petróleo.

A medida que los precios del petróleo se quintuplicaron durante la década de 1970, los principales productores de Oriente Medio comenzaron a recurrir al gas natural y desde 1980, el consumo saudí se ha multiplicado por 12 y el de Emiratos Árabes Unidos casi por 20. En 2014, la AIE concluyó que la demanda de gas natural de la región superaría su producción en 2019. Eso no sucedió, a pesar de que la demanda aumentó más de lo previsto y la región, además de continuar como un importante exportador de GNL, ahora consume poco más del 50% de su energía primaria del gas natural. Parece probable que las tasas de crecimiento del uso de gas natural en la región sean más lentas que las pronosticadas por la mayoría de las previsiones.³⁸

Japón comenzó sus importaciones de GNL desde Alaska en 1969. Durante la década de los años 70 también importó gas de Brunei e Indonesia, luego duplicó el volumen total que compró durante la década de los 80 y (sumando compras de Malasia y Australia) lo duplicó de nuevo durante la década de los 90 (agregando gas de Qatar) para llegar a un total de aproximadamente 100 bcm en el año 2000. En el año 2019, fue el mayor importador de GNL del mundo (por delante de China). Como consecuencia, la participación de GNL en el consumo de energía primaria del país aumentó gradualmente desde alrededor del 13% en el año 2000 hasta alcanzar el 21% en 2020.³⁹

A principios del siglo XXI, China era la única economía importante del mundo sin una dependencia significativa del gas natural: su consumo anual equivalía tan solo a una cuarta parte del uso japonés. Eso cambió gracias a una combinación de exploración y extracción doméstica agresiva, la construcción de gasoductos de alta capacidad que transportan gas desde Asia central y Rusia y el desarrollo de las instalaciones para la importación de GNL más grandes del mundo. Aun así, el consumo de energía primaria de China sigue dominado por el carbón y en 2020 el gas natural representó menos del 10% de la demanda total: claramente, el país queda todavía muy lejos de alcanzar una participación de gas natural comparable a los

niveles que prevalecen en las otras grandes economías modernas. La participación de la India (alrededor del 6% en 2020) es aún menor y por lo tanto, el potencial para futuras importaciones es aún mayor.

Tendencias mundiales

Las cifras demuestran que el gas natural ha ido ganando una cuota de mercado más alta (desplazando al petróleo y el carbón) a un ritmo más lento del que lo hicieron las dos sustituciones principales de combustibles anteriores: el carbón desplazando a la madera y luego el petróleo desplazando al carbón.⁴⁰ El carbón, que sustituyó a la madera, alcanzó un 5% de participación en la oferta mundial alrededor del año 1840 y luego avanzó a capturar el 25% del mercado en 1875 y el 33% en 1885. Así, a partir de 1840, se necesitaron 35 años para alcanzar el 25% y 45 años para alcanzar el 33%. A su vez, el petróleo alcanzó el 5% del mercado mundial en el año 1915 y fueron necesarios 40 años más para llegar al 25% y otros 50 años para alcanzar el 33% del suministro mundial: no mucho más lento que el avance del carbón. En cambio, el gas natural alcanzó el 5% del suministro mundial de energía primaria en 1930, 40 años después el 20%, pero en 2020, 90 años después de haber capturado ese 5% del mercado, se encontraba todavía un poco por debajo del 25% del mercado.

Hay razones obvias para esta penetración en el mercado relativamente lenta. Como hemos visto, los combustibles líquidos refinados a partir del petróleo tienen densidades energéticas significativamente más altas que las del carbón (42 GJ/t para el petróleo crudo, comparado con 20-25 GJ/t para el carbón bituminoso) y esta alta densidad energética facilita la portabilidad de los combustibles líquidos refinados y asegura su dominio en los mercados del transporte, y para su uso en combustión estacionaria, su almacenamiento es más fácil y su eficiencia en la conversión es mayor. En comparación, el gas natural tiene una densidad energética mucho más baja (una milésima parte a temperaturas y presiones atmosféricas, o solo

alrededor de 35 MJ por litro), lo que hace que su uso sea menos flexible y hasta la llegada de las exportaciones de GNL a bajo costo no pudo ser comercializado ampliamente en los mercados globales.

En los últimos años esa situación ha cambiado.⁴¹ En el año 2000, alrededor del 20% de todo el gas consumido en el planeta procedía de las importaciones de 44 países, con 16 exportando el combustible por gasoductos y 11 a través de metaneros de GNL. Ya en el año 2020, aproximadamente el 25% de todo el gas consumido en el mundo procedía de las importaciones de más de 60 países, con 25 exportando combustible por gasoductos y 20 a través de metaneros. Esta situación, combinada con la retirada continua del carbón de Europa y América del Norte y con los planes para un mayor aumento a gran escala del consumo de gas en Asia y África, significa que en un futuro próximo, se podría alcanzar la cifra del 25% del mercado de energía primaria.

Nos podemos preguntar: ¿Qué sucedió con esos aproximadamente 4.000 bcm consumidos en todo el mundo en 2019, antes de que la COVID-19 redujera los niveles de uso de energía primaria en el año 2020? Los balances de energía mundiales, surgidos al rastrear los flujos de combustibles y electricidad primaria desde la producción hasta el consumo final, indican que la generación de electricidad ha sido el uso más importante (cerca del 30% del total).⁴² Sí agregamos el gas destinado a las centrales de sistemas de cogeneración, este total se eleva a casi el 40%. El gas utilizado directamente para calefacción (producido por plantas de calor centralizadas, comunes en Europa y China y por calderas de gas en casas y apartamentos además de en edificios públicos y comerciales) supone casi una cuarta parte de todos los usos, mientras que la industria consume casi el 20% y aproximadamente el 6% del consumo final se destina a usos no energéticos.

El cambio desde la generación de electricidad a partir de carbón hacia la generación usando el gas natural ha conllevado tres ventajas clave: la eliminación casi total de las emisiones de partículas y azufre, menor generación de CO₂ por unidad de energía y reforzando esta

segunda ventaja, una eficiencia inigualable en la transformación del combustible. La comodidad y fiabilidad de la combustión de gas natural son particularmente bienvenidas para la calefacción de espacios residenciales, comerciales e institucionales, ya que se puede controlar las temperaturas interiores sin esfuerzo mediante termostatos preprogramados. De manera similar, el gas natural proporciona una excelente fuente de calor de proceso para industrias que van, como ya hemos comentado, desde la fabricación de vidrio hasta el procesamiento de alimentos y también el gas natural es la fuente principal de calor de proceso para la reducción directa del hierro, la única alternativa comercial a gran escala a los altos hornos. Además, la fundición en altos hornos (alimentada principalmente por coque derivado del carbón) se ha vuelto más eficiente mediante inyecciones de gas natural.

El transporte es el único de los grandes sectores económicos en el que el gas natural no es una de las principales fuentes de energía primaria (solo alrededor del 3% del consumo mundial de gas natural corresponde a este sector). Este combustible se ha utilizado ampliamente para impulsar su propia distribución por gasoductos de larga distancia (utilizando turbinas de gas en estaciones de compresión a lo largo de sus rutas), pero su baja densidad energética lo hace poco conveniente para el transporte aéreo y marítimo, aunque hoy en día se está introduciendo el GNL como una opción práctica para camiones de larga distancia. La importancia de los usos no energéticos del gas natural es mucho mayor que su relativamente pequeño porcentaje que representa en el consumo final del gas natural.

Sin la síntesis de amoníaco, que es el compuesto de partida para la producción de fertilizantes nitrogenados, no podríamos alimentar a más de la mitad de la actual población mundial (casi 8 mil millones de personas) porque incluso el reciclaje más intensivo de desechos orgánicos, no podría suministrar suficiente nitrógeno para los cultivos básicos en el mundo (el arroz, trigo y maíz) ni para el cultivo de hortalizas con un uso intensivo de nitrógeno.⁴³ El proceso Haber-Bosch para la producción de amoníaco, requiere el gas natural como una fuente asequible de hidrógeno y también como un excelente combustible

para suministrar la energía necesaria para la síntesis que tiene lugar a altas presiones y altas temperaturas. Aunque hay otras formas de sintetizar el amoníaco, ninguna de ellas resulta tan económica y ninguna se ha implementado a una escala ni remotamente similar a la del uso de metano como materia prima y combustible para suministrar la energía requerida para la síntesis.

En la actualidad, el mundo produce anualmente alrededor de 300 millones de toneladas de materiales plásticos y su producción depende en gran medida de dos hidrocarburos comúnmente presentes en el gas natural: el etano (el componente de mayor volumen de los líquidos del gas natural) y el propano.⁴⁴ Estos monómeros se utilizan para la producción de los tres polímeros plásticos más importantes, el polietileno, el polipropileno y el cloruro de polivinilo, cuya producción anual representa alrededor del 60% de la demanda mundial de materiales sintéticos hoy en día. También el metano es el material de partida más importante para la síntesis de metanol (alcohol metílico) que es, a su vez, una materia prima clave para la fabricación de formaldehído, ácido acético y otros intermediarios utilizados en la producción de resinas, plásticos, pinturas, adhesivos y siliconas.

Por último, aproximadamente la mitad de todo el hidrógeno se produce mediante el reformado de metano con vapor de agua ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$), y el resto proviene principalmente del reformado de hidrocarburos líquidos y de carbón con vapor de agua. El hidrógeno es indispensable en la refino del petróleo crudo, se requiere para muchas síntesis químicas (las del metanol y de polímeros, disolventes y productos farmacéuticos) y sus usos industriales incluyen desde la fabricación de vidrio hasta el procesamiento de alimentos. La producción de hidrógeno por electrólisis del agua, utilizando hidroelectricidad barata, es limitada, mientras que la producción de hidrógeno “verde” basada en electricidad generada por energía fotovoltaica o eólica todavía se encuentra en las primeras etapas de comercialización.⁴⁵

Como es de esperar, los balances energéticos nacionales varían respecto al patrón global, aunque el desglose para el año 2019 en los EE.UU. no fue tan diferente de la media mundial: el 36% para generar electricidad, el 33% para usos industriales, el 27% para calefacción residencial y comercial y el 3% para transporte.⁴⁶ La distribución de los usos en España es bastante diferente, con la industria representando dos tercios, la generación de electricidad alrededor del 17% y los usos residenciales y comerciales alrededor del 16%.⁴⁷ En Alemania, menos del 15% del gas natural se utiliza para la generación de electricidad, mientras que la industria consume más de un tercio del total y la calefacción de diferentes tipos de espacios casi la mitad.⁴⁸

*El gas natural
proporciona una excelente
fuente de calor de proceso
para industrias.*

4



Descarbonización y las fugas de metano

A principios de la segunda década del siglo XXI existía la convicción generalizada que el gas natural era el mejor combustible para actuar como puente entre la era de los combustibles fósiles y la nueva época energética basada en flujos de energía renovables. Esta creencia se expresó muy claramente en el título del informe de la AIE de 2013 sobre “Las reglas de oro para la edad de oro del gas” (*Golden rules for the Golden Age of Gas*).⁴⁹ Pero poco después de la publicación de ese informe, nuevos estudios sobre fugas excesivas de metano parece que pusieron estas expectativas en duda. En este punto, es esencial explicar el proceso de descarbonización de la energía global impulsado por el gas natural y evaluar hasta qué grado este cambio podría verse afectado por las fugas de metano a lo largo de la cadena de suministro de gas natural.

Como he mencionado, la evolución del uso de la energía por los humanos ha implicado un proceso constante de descarbonización: una tendencia a cambiar las proporciones de carbono y de hidrógeno. La leña dominó el suministro de energía durante milenios. Su contenido de carbono es de alrededor del 50% (el rango real es bastante estrecho, entre el 46% y el 55%) y contiene solo alrededor del 5% de hidrógeno. El carbón bituminoso contiene aproximadamente un 65% de carbono y un 5% de hidrógeno. Por lo tanto, la ratio de átomos de H a átomos de C de la madera es de aproximadamente 1,4 y la del carbón bituminoso de aproximadamente 1,0. Pero, debido a que una gran parte del hidrógeno de la madera nunca se oxida (ya que los radicales de hidroxilo escapan en las primeras etapas de la combustión), la proporción efectiva de H:C de la madera suele ser inferior a 0,5 y la sustitución de la madera por carbón da como resultado una menor emisión de CO₂ por unidad de energía.⁵⁰

La proporción atómica H:C de los combustibles líquidos refinados es de 1.8 (86% de carbono y 13% de hidrógeno), que es casi el doble de la del carbón bituminoso y se logra una mayor descarbonización quemando CH₄, cuya proporción atómica H:C es, obviamente, 4.0. Esto nos indica que el gas natural sería, sin duda, una buena opción para una descarbonización relativamente rápida, particularmente al reemplazar el carbón usado en la generación de electricidad. En los Estados Unidos, esta transición se ha estado desarrollando durante dos décadas. Entre el año 2000 y 2005, la capacidad adicional instalada alimentada por gas natural alcanzó casi 192 GW, ya que este combustible reemplazó al carbón como combustible para generación de base. Se prevé que entre 2012 y 2030, en la producción de electricidad de los EE.UU. se verá una reducción en el uso del carbón equivalente a aproximadamente 115 GW, que es más de un tercio del máximo nivel alcanzado en

el pasado.⁵¹ Pero, como he avanzado, las nuevas mediciones de las fugas de metano que acompañan la producción y procesamiento de gas natural, indicaron que esta ventaja en cuanto a emisiones no solo se debilitaría, sino que incluso podría verse eliminado por completo si hay emisiones incontroladas de este gas de tan poderoso efecto invernadero cuya concentración atmosférica es actualmente alrededor de dos veces y media mayor que los niveles preindustriales y sigue aumentando constantemente.

Incluso las fugas de metano aparentemente pequeñas (del orden del 2%-4% del gas producido) anularían los beneficios en términos de reducción de emisiones de CO₂ más bajas, porque el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂ (su potencial de calentamiento global es 84-87 veces mayor que la del CO₂ en un período de 20 años y 28-36 más alto a lo largo de un siglo). Así, las fugas excesivas de metano restarían valor a este combustible.⁵² Las estimaciones de las emisiones de metano están sujetas a un alto grado de incertidumbre, pero el examen exhaustivo más reciente de los niveles mundiales de metano sugiere que durante la década de 2008-2017, su valor medio fue de 576 (550–594) Mt/año, de los cuales el 40% tenía un origen natural y el 60% se puede atribuir a la actividad humana.⁵³ La agricultura (la fermentación entérica de animales rumiantes, emisiones de campos de arroz, etc.) es la mayor fuente antropogénica de metano atmosférico y la industria del petróleo y del gas contribuyó con alrededor de 80 (72-97) Mt/año.

En 2019, la estimación de la AIE situó las emisiones globales de metano de la industria en 82 Mt, divididas entre extracción, procesamiento y transporte de petróleo y gas.⁵⁴ Las emisiones de metano con un origen en la industria pueden ser deliberadas (cuando se deja escapar el gas por razones de seguridad o cuando no hay ninguna salida comercial para el gas) o accidentales (equipos defectuosos, tales como válvulas, pozos y tuberías con fugas). La evaluación de las fugas de metano a escala nacional ha resultado bastante difícil, pero varios estudios estadounidenses antiguos estimaron pérdidas equivalentes a pequeñas porciones del gas

producido. En 2018, un estudio de la cadena de suministro de petróleo y gas natural en EE.UU. (utilizando mediciones en el terreno, validadas por observaciones aéreas y ampliadas a escala nacional) estimó que las emisiones totales de metano eran aproximadamente un 60% más altas que en el inventario anterior de la Agencia de Protección Ambiental (US EPA) y equivalente al 2,3% de la producción bruta de gas natural en los Estados Unidos.⁵⁵

Casi instantáneamente, el gas natural adquirió una reputación muy negativa. Los titulares lo etiquetaron como no tan natural, peor que el carbón para el planeta, dañando el clima, empeorando el calentamiento global y Bill McKibben concluyó, usando una expresión muy apropiada para el principal catastrofista climático en los EE.UU., que pasar del carbón al gas natural es “como si anunciáramos con orgullo que habíamos dejado nuestra adicción a la oxycodona para pasar al consumo de heroína en su lugar”.⁵⁶ Sin duda alguna es cierto que las fugas de metano durante la extracción, el procesamiento y el transporte disminuyen el impacto beneficioso global de usar más gas natural, pero no lo anulan y además, se pueden reducir sustancialmente.

En su evaluación detallada de 2019 de las emisiones totales del ciclo de vida que resulta del suministro del gas natural y del carbón, la AIE concluyó que “más del 98% del gas consumido hoy en día genera menos emisiones durante todo el ciclo de vida que el carbón cuando se usa para energía o calor”. El cambio a gas conlleva una disminución media del 33% por unidad de calor utilizada en la industria o en los edificios y del 50% en la generación de electricidad. Además, la evaluación de 2020 de la AIE afirmó que alrededor de tres cuartas partes de las emisiones de metano actuales resultantes de la industria del petróleo y del gas se pueden controlar mediante la implementación de soluciones técnicas conocidas.⁵⁷ Y lo más significativo de la presentación de la AIE sobre los costes marginales de reducción de metano es que alrededor del 40% de esas emisiones podrían evitarse sin coste neto alguno, porque el gas capturado puede venderse directamente y a menudo con facilidad, para generar beneficio.

La evaluación de 2020 de la AIE afirmó que alrededor de tres cuartas partes de las emisiones de metano actuales resultantes de la industria del petróleo y del gas se pueden controlar mediante la implementación de soluciones técnicas conocidas.

En consecuencia, las fugas relativamente altas de metano no son una consecuencia inevitable de la extracción, procesamiento y distribución de gas natural, sino un fallo resultante de una mala gestión (la pérdida de un recurso valioso que debe evitarse y en su lugar venderse con el fin de generar ingresos), de la ausencia de un reglamento estricto (compare las fugas de metano de la extracción de gas natural en el oeste de Canadá con las operaciones en Turkmenistán, donde columnas gigantes de metano libre son visibles desde los satélites) y de un despliegue insuficiente de soluciones técnicas bien conocidas.⁵⁸

Los nuevos métodos ayudan a identificar los problemas y procedimientos bien establecidos pueden controlar las pérdidas. Las observaciones por satélite ofrecen información casi instantánea sobre las fugas de metano y permiten emprender la acción necesaria sin demora. Sin embargo, de momento las mediciones tienen un rango de incertidumbre considerable (mejorarán

con el desarrollo de nuevos sensores) y se utilizan solo en grandes fuentes de emisiones. Hoy en día, los drones representan un medio altamente preciso y económico para controlar operaciones en un lugar fijo o a lo largo de la ruta de una tubería de forma regular. Las fugas de metano tienen muchas causas y existen muchas soluciones técnicas adecuadas que van desde conexiones adecuadas de tuberías hasta la sustitución de válvulas y bombas.⁵⁹ Los resultados de estas mejoras podrían ser impresionantes y la conclusión de la AIE de 2020 (que incluso con bajos precios del gas en un mercado sobreabastecido, reducir las fugas de metano en la industria del petróleo y el gas seguía siendo una de las opciones de menor coste para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero) se volvió aún más válida en 2021 cuando los precios del gas natural aumentaron en todo el mundo.

No hay justificación para demonizar al gas natural como una opción de combustible peor que el carbón. Las regulaciones adecuadas sobre fugas de metano y el despliegue diligente de medios altamente rentables de reducción de emisiones pueden mantener las pérdidas globales muy por debajo de los niveles de reducción de las emisiones de carbono resultantes del uso del gas. Aunque los controles disponibles pueden ser muy eficaces, algunas pérdidas a lo largo de la cadena de suministro de gas natural son inevitables: incluso los medicamentos más eficaces tienen efectos secundarios indeseables y las mejores soluciones técnicas tienen desventajas. Pensar que las alternativas supuestamente más ecológicas, la generación fotovoltaica y las turbinas eólicas, no dejan huellas de combustibles fósiles y solo aportan beneficios es ignorar la realidad bien conocida.⁶⁰ También lo es el juicio desinformado sobre los males del gas natural: no es una elección perfecta (nada lo es) pero sus beneficios superan con creces a sus inconvenientes y podrían incrementarse aún más.

5



Mirando hacia el futuro

La pandemia de 2020 interrumpió años de expansión continuada de la industria mundial del gas natural. El año 2019 estableció otra tasa de crecimiento récord de 2,3% anual y también un récord en el incremento de las capacidades de GNL. Los peores efectos resultantes del confinamiento y de la desaceleración económica provocados por la pandemia en términos de los usos de energía se concretaron en varios sectores del transporte (el queroseno de la aviación y la gasolina y el diésel para los automóviles), mientras que los usos primarios del gas natural (generación de electricidad, producción industrial y calefacción) fueron mucho menos afectados. Así, la disminución global del consumo de gas natural se limitará a menos del 5% del nivel récord de 2019. No hay razón para prever ninguna desviación dramática de la tendencia anterior a 2020 en el mundo posterior a la pandemia. La gradual disminución de las sucesivas olas de la COVID-19 y la vacunación progresiva apoyará la recuperación del mercado, pero es poco probable que el repunte establezca un nuevo récord de demanda en 2021: es más probable que suceda en 2022 o en 2023.

Las perspectivas a plazo más largo no se verán limitadas ni por las reservas disponibles de gas natural (los recursos abundantes aseguran que las reservas técnicamente recuperables puedan abastecer la creciente demanda mundial durante muchas décadas) ni por la falta de las infraestructuras necesarias (en la actualidad nuevas infraestructuras de transporte y distribución, plantas de licuefacción, instalaciones para almacenamiento se pueden construir en un tiempo récord). El mercado de GNL será el indicador más claro de cara al futuro. La red global de GNL se ha vuelto esencial para equilibrar los mercados y proporcionar tanto flexibilidad y seguridad de suministro. Este mercado verá más cambios estructurales debido a que una gran parte de los contratos de entrega a más largo plazo expirarán durante la primera mitad de la tercera década de este siglo y porque nuevas capacidades de licuefacción seguirán entrando en funcionamiento.

Rusia, con sus abundantes recursos, tiene planes particularmente audaces para quintuplicar su suministro de GNL a Asia para el año 2035 (con hasta el 70% de estas exportaciones enviadas a través de la ruta del Ártico) y para capturar una quinta parte del mercado mundial.⁶¹ Rusia también está apoyando fuertemente otra conexión con China por un gasoducto de alta capacidad (Power of Siberia 2), mientras que las expectativas chinas son de una demanda casi duplicada para 2035, e India planea superar a China como el mercado más grande del mundo para GLP residencial, mientras sigue extendiendo su suministro de gas por gasoductos.⁶² Pero el futuro del gas natural debe ser juzgado por la demanda, no por las promesas de un suministro cada vez mayor, y el desarrollo de China después de 1980 es un indicador perfecto de la demanda potencial de energía entre las más de 7.000 millones de personas en países de ingresos bajos y medios.

El suministro anual medio per cápita de energía primaria actualmente es de 135 GJ en la UE, 150 GJ en Japón, 250 GJ en EE.UU., Canadá y Australia y casi 100 GJ en China. Pero debemos recordar que en 2021 la mitad de la humanidad vive en países cuyo suministro anual de energía primaria per cápita es inferior a 50 GJ y el 40% de la población mundial (3.100 millones de personas) consume menos de 25 GJ al año per cápita, la tasa alcanzada en Alemania o Francia en el año 1860.⁶³ Obviamente, estas poblaciones no tienen esperanzas de disfrutar de un nivel de vida digno sin multiplicar su suministro energético actual, como lo han hecho en China desde que comenzó su modernización económica.

El ascenso de China, acompañado por una mejor nutrición, mayores ingresos y la construcción masiva de infraestructuras modernas, fue posible gracias a cantidades sin precedentes de materiales cuya producción depende de altos consumos de combustibles fósiles. La multiplicación por cuatro de la producción económica de China en una sola generación no se ha basado en la electricidad eólica y solar, sino en el carbono fósil: desde 1990, el país casi ha cuadruplicado su extracción de carbón, aumentado su consumo de petróleo casi diez veces y su combustión de gas natural casi 20 veces.⁶⁴ Esto ha aumentado el suministro de energía per cápita para sus 1.400 millones de habitantes casi cuatro veces, lo que significa que si 3.100 millones de personas en los países actualmente subdesarrollados lograran solo la mitad de lo que China tiene, su demanda total de carbono fósil sería mayor que el incremento en China después de 1990.

Una mirada sectorial más específica muestra que hay tres razones principales por las que tanto los países ricos como los que están en vías de modernización (incluso mientras se esfuerzan por aumentar la participación de las energías renovables en su consumo de energía primaria) tendrán por lo menos que mantener el gas natural como un componente principal en su suministro de energía primaria o quizás aumentar su consumo. La primera de estas razones es para incrementar la sustitución de la generación de electricidad con carbón por la generación en turbinas de gas (pasando del

modo más intensivo en emisiones carbono a uno significativamente menos intensivo) y para desarrollar nuevas capacidades de generación basadas en el gas para complementar la creciente proporción de energías renovables.

Este parece el lugar apropiado para considerar la afirmación (que ahora se repite con frecuencia) sobre las ventajas de la generación de electricidad renovable en términos de costes. El último informe de la AIE sobre la generación renovable concluyó que “la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre son ya las formas más baratas de agregar nuevas plantas generadoras de electricidad en la mayoría de los países en la actualidad”. Mientras tanto, Greentech Media (publicado por Wood Mackenzie) afirmó que las energías renovables “quizás serán capaces de ganar a las plantas de gas en prácticamente todas partes en relación a los costes nivelados hacia el año 2023”.⁶⁵ Puede ser que esta última afirmación resulte algo exagerada (las estimaciones de los EE.UU. del coste nivelado total (\$/MWh) para nuevas capacidades que entren en servicio en 2025 son de 36,6 para la generación de ciclo combinado, 34,1 para la energía eólica marina y 30,4 para la energía solar fotovoltaica), pero, lo que es más importante, se basa en comparar dos modos de generación de electricidad que son incomparables.⁶⁶

Obviamente, las energías renovables no son gestionables a menos que se realicen más inversiones para superar esta deficiencia crítica. Las energías renovables, no gestionables, pueden seguir expandiéndose mientras existan otros modos de generación que sí los sean, pero en un sistema en gran parte renovable (y obviamente aún más en un sistema puramente renovable), estas fuentes tendrían que estar respaldadas por niveles sin precedentes de almacenamiento o transmisión de alta tensión. En lugares donde se puede prácticamente garantizar horas de sol o lugares con mucho viento, tales respaldos pueden ser relativamente limitados. Pero el suministro de electricidad de una forma fiable para miles de millones de personas que viven en la Asia monzónica (y en particular para decenas de millones que viven en las megaciudades del continente que todavía están en fase de

crecimiento) requeriría respaldos a escalas varios órdenes de magnitud más grandes que el actual almacenamiento en baterías más grande del mundo, porque los tifones frecuentes pueden cerrar, reducir o restringir severamente la generación de energía fotovoltaica y eólica durante varios días.⁶⁷ Por supuesto, lo mismo ocurre (aunque en menor medida) en todas las regiones nubladas y más frías de latitudes altas de América del Norte y de Eurasia. Mientras la generación renovable puede interrumpirse durante muchas horas o incluso días y algunas centrales eléctricas convencionales (incluso si funcionan con gas) pueden tardar varias horas en estar completamente funcionales, las turbinas de gas pueden alcanzar su capacidad máxima en minutos.⁶⁸

La segunda razón es la necesidad de calefacción estacional. Aproximadamente 600 millones de personas en Europa (incluidas Ucrania y Rusia) y al menos otros 250 millones de personas en América del Norte y Japón necesitan calentar sus casas por períodos que varían entre unas pocas semanas y hasta siete meses.⁶⁹ No hay falta de métodos alternativos para la calefacción (que van desde bombas de calor hasta instalaciones geotérmicas), pero no tenemos otra opción que pueda proporcionar una sustitución a corto plazo tan asequible y confiable como la producción de calor mediante la combustión de gas natural en calderas y hornos de gas de alta eficiencia. Reemplazar estas extensas infraestructuras (almacenamientos de gas, tuberías de distribución, hornos, etc.) que sirven a cientos de millones de clientes por calefacción eléctrica directa (respaldada por el almacenamiento suficiente) o por bombas de calor alimentadas por electricidad generada de manera renovable (nuevamente, con el almacenamiento adecuado) será una empresa prolongada y costosísima.⁷⁰

La tercera razón es la necesidad del gas natural como fuente de energía para muchos procesos industriales y como materia prima difícil de reemplazar para la fabricación de materiales y compuestos esenciales. Como ya se enfatizó, actualmente no tenemos alternativas comercialmente disponibles que puedan producir anualmente cientos de millones de

No tenemos otra opción que pueda proporcionar una sustitución a corto plazo tan asequible y confiable como la producción de calor mediante la combustión de gas natural en calderas y hornos de gas de alta eficiencia.

toneladas de amoníaco sin gas natural. Estas necesidades serán particularmente agudas en África y donde la producción industrial en general y la síntesis de amoníaco en particular, deberían seguir aumentando durante las próximas décadas. El continente africano, que ya depende de las importaciones de alimentos, experimentará un aumento de su población de mil millones de personas para el año 2050 y obviamente, no podrá alimentarse sin una síntesis mucho mayor de amoníaco.⁷¹

Adicionalmente, gran parte de la producción actual de hidrógeno y metanol también depende del gas natural. Existen alternativas a todas estas técnicas de producción, pero dada la escala de la demanda global, sería ingenuo esperar que pudieran desplazar por completo al gas natural en cuestión de dos o tres décadas. Una mirada más detallada a las promesas recientes sobre el hidrógeno “verde” (utilizando electricidad generada de manera renovable para la descomposición del agua) muestra que siguen siendo muy inciertas. Un objetivo de la UE es “ser climáticamente neutrales en 2050” y la hoja de ruta oficial prevé que el consumo bruto de energía se reduzca en casi un 30%, mientras que otros escenarios publicados prevén descensos de entre el 18% y el 60%.⁷² No queda claro cuál será el escenario en 2050: una reducción de la demanda de un 60% con hidrógeno suministrando solo el 4% del nuevo total (el escenario de la Fundación Europea

para el Clima) o una reducción de la demanda de menos del 30%, pero con el hidrógeno proporcionando casi una cuarta parte de todo el suministro primario (el escenario del Centro Común de Investigación). El primer resultado requeriría menos de 7 millones de toneladas de hidrógeno renovable al año, el otro alrededor de 70 Mt, más que la producción mundial actual.

Una diferencia de un factor de más de tres en los ahorros previstos o una diferencia de un orden de magnitud en el futuro suministro de hidrógeno dejan claro que, hasta el momento, no hay ningún camino claro y técnicamente firme hacia la descarbonización. Todos los escenarios recientes para 2050 son solo relatos o planteamientos más o menos plausibles impulsados más por la política que por las capacidades técnicas evaluadas de manera realista y solo si la UE sigue el curso de descarbonización agresivo durante al menos una década, podremos entender lo que realmente será posible para el año 2050. Es por eso que cualquier descripción del gas natural como un enorme activo a abandonar, o pensamiento sobre “expulsar el gas por completo” y menospreciarlo como un puente muy corto entre el carbón y las energías renovables, podría representar una gran equivocación. Cualquier evaluación realista sobre los desarrollos futuros que tenga en cuenta tanto el papel que actualmente juega el gas natural en los sistemas energéticos globales como nuestras capacidades técnicas para desplazarlo de sus mercados clave y reemplazarlo por electricidad renovable o por hidrógeno “verde”, debe concluir que no existe ningún escenario racional que relegue este combustible a un papel insignificante o que lo convierta en una reliquia del pasado antes del año 2050.

Esta conclusión no ha cambiado por los objetivos de descarbonización anunciados recientemente con el objetivo de mantener el incremento futuro de la temperatura global por debajo de 2°C o incluso por debajo de 1,5°C. El calentamiento global presenta un desafío sin precedentes porque no podemos lograr la descarbonización del suministro energético mundial sin la participación legalmente vinculante de todos los principales

emisores de gases de efecto invernadero. Me parece desconcertante que tanta gente siga refiriéndose al Acuerdo de París de 2015 como un paso importante en esa dirección. En su primera página, la declaración final reconoce que el esfuerzo requiere “la cooperación más amplia posible de todos los países y su participación en una respuesta internacional efectiva y apropiada,” pero en la cuarta página, el acuerdo:

Observa con preocupación que los niveles estimados de las emisiones agregadas de gases de efecto invernadero en 2025 y 2030, resultantes de las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional, no son compatibles con los escenarios de 2°C sino que nos conducen a un nivel estimado de 55 gigatoneladas en 2030.⁷³

Para enfatizar la magnitud de la brecha entre intenciones y realidades, ¡las emisiones proyectadas de 55 Gt en 2030 estarían casi un 50% por encima de los niveles de 2018! Quizás esta sea una estimación exagerada, pero no hay duda de que se necesitará un esfuerzo aún más extraordinario para mantener las emisiones por debajo del umbral compatible con el nivel de calentamiento futuro aceptable. Las reivindicaciones de los activistas y las declaraciones acordadas después de una noche de negociaciones por parte de líderes políticos son una cosa, las capacidades técnicas y las realidades económicas son otra muy distinta. En el largo camino hacia la descarbonización completa, el gas natural sigue siendo, cuando se produce, transporta y distribuye adecuadamente, el combustible menos intensivo en carbono y esta ventaja se ve reforzada por sus altas eficiencias de conversión.

Estas realidades están implícitamente reconocidas por todos los pronósticos realistas sobre el uso futuro de la energía que periódicamente preparan las organizaciones internacionales o las empresas energéticas.⁷⁴ Aquellos que nunca han visto ninguna de estas contribuciones y que podrían pensar que la perspectiva de Exxon es muy diferente de las proyecciones de la AIE, por ejemplo, seguramente se sentirán decepcionados. Exxon sitúa la demanda global de energía primaria en



2040 en 712 EJ, la AIE en 718 (en comparación con alrededor de 600 EJ en 2020).⁷⁵ Como siempre, prefiero ver los pronósticos a largo plazo solo como indicadores de las grandes tendencias; siempre tienen márgenes de incertidumbre tan grandes que es mejor evitar citar números específicos y consultarlos solo para tener una idea de estas tendencias básicas.

En ese sentido, las perspectivas son claras: el gas natural seguirá siendo una importante fuente de energía tanto a nivel mundial como europeo. Cualesquiera que sean los totales específicos de la demanda de energía primaria, el gas natural mantendrá su posición relativa (suministrando no menos de la cuarta parte del consumo total, lo que requerirá un crecimiento lento y constante de su extracción) o podría aumentar ligeramente su participación en la oferta mundial (desplazando al carbón de la generación de electricidad incluso más rápido de lo previsto o con mayores avances en los usos industriales). En cuanto a las tendencias relativas, el último “Stated Policies Scenario” de la AIE prevé que el consumo mundial de gas en 2040 supere en casi un 28% el nivel de 2019, mientras que Exxon pronostica un aumento aún mayor, de alrededor del 36%. E incluso si el “Escenario de Desarrollo Sostenible” de la AIE se convirtiera en realidad (lo que es muy poco probable dada su reducción relativamente rápida de la combustión de carbono fósil), el suministro global de gas natural en 2040 estaría solo un 13% por debajo del nivel de 2019 (la producción se mantendría aproximadamente a niveles de 2015). La participación esperada para Europa es igualmente estable. El “Stated Policies Scenario” de la AIE reconoce un 24% de gas en 2019, prevé el 25% en 2030 y el 24% en 2040, mientras que el Escenario de Desarrollo Sostenible prevé solo una disminución lenta de la cuota al 24% en 2030 y al 19% en 2040.

Como era de esperar, incluso el Consejo Europeo en su reunión de diciembre de 2020 tuvo que reconocer (a la vez que elevaba el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030) que los estados miembros tienen el derecho “a decidir su mix energético y elegir las tecnologías más adecuadas para lograr de forma colectiva el objetivo climático de 2030, incluidas las

En el largo camino hacia la descarbonización completa, el gas natural sigue siendo, cuando se produce, transporta y distribuye adecuadamente, el combustible menos intensivo en carbono y esta ventaja se ve reforzada por sus altas eficiencias de conversión.

tecnologías de transición, como el gas. ”Esta podría ser una redacción poco afortunada (el gas natural es un combustible, no una tecnología), pero el significado es claro: incluso la descarbonización deliberadamente promovida y administrativamente acelerada no será posible sin el uso del gas natural.

Las cuotas reales presentadas en el documento “*Going Climate-Neutral by 2050*” prevén que el gas natural suministrará aproximadamente el 20% del consumo interior bruto de energía de la UE en 2030 y aproximadamente el 18% en el caso de referencia en 2050.⁷⁶ Incluso si las emisiones se mantuvieran muy por debajo del nivel compatible con un aumento de menos de 2°C, el gas natural todavía proporcionaría alrededor del 8% de la energía en Europa en 2050 y solo en el escenario menos probable de eliminar prácticamente todo el carbono fósil en 2050, caería su contribución por debajo del 5% del total. Cuán improbable resulta tal escenario y cuán comprometida está la economía más grande de la UE (y el líder en descarbonización), con el gas natural, se demuestra claramente en el desarrollo del proyecto Nord Stream 2.

A pesar de la última legislación estadounidense que impone sanciones, los trabajos de tendido de tuberías como parte de Nord Stream 2 se

reiniciaron en aguas alemanas en diciembre de 2020, y el estado de Mecklemburgo-Pomerania Occidental (el distrito de origen de la Cancillera Merkel) está preparando nuevas medidas de protección legal para el proyecto.⁷⁷ Este segundo Nord Stream enlace duplicaría la capacidad del gasoducto submarino entre Rusia y Alemania a un total de 110 bcm. al año. Según Gazprom, “gracias a los materiales, tecnologías y soluciones utilizadas en el proyecto, se espera que el gasoducto funcione sin problemas durante al menos 50 años.”⁷⁸ Claramente, en cualquier escenario realista de descarbonización gradual, el gas natural seguirá siendo uno de los pilares del suministro de energía mundial y europeo durante la próxima generación y la única incertidumbre es cómo será su futuro a largo plazo.

Los extremos son fáciles de describir. Por un lado, un crecimiento lento y constante hasta alcanzar nuevos máximos de demanda absoluta (quizás tanto como un tercio más de los niveles recientes y con un ligero aumento de su participación relativa en la oferta energética global) antes de iniciar un retroceso gradual. Por el otro, una demanda en rápido declive como consecuencia de políticas agresivas y eficaces de una descarbonización acelerada. El resultado real sigue siendo impredecible, pero la preponderancia de la evidencia histórica y los imperativos técnicos, de infraestructura y económicos, no indican que la década de los años 2020 ni la de los 2030 será la última década en la cual el gas natural seguirá siendo un componente esencial del suministro energético moderno.



Notas

¹ Smil, V. 2021. *Grand Transitions: How the Modern World Was Made*. New York: Oxford University Press.

² Para conocer la historia de las transiciones energéticas a nivel mundial y en los EE.UU., el Reino Unido, Francia, los Países Bajos, Suecia, Rusia, Japón y China, véase: Para conocer la historia de las transiciones energéticas en Europa, véase: Kander, A. Malanima, P. and P. Warde. 2013. *Power to the People: Energy in Europe Over the Last Five Centuries*. Princeton, NJ: Princeton University Press.

³ Estas estadísticas se refieren a la energía comercial y excluyen los combustibles de biomasa tradicionales (madera, carbón vegetal y residuos de cultivos) quemados por familias de bajos ingresos en Asia, África y América Latina. Dos fuentes fácilmente accesibles de estadísticas energéticas detalladas a nivel nacional y mundial son las publicaciones anuales de las Naciones Unidas y de British Petroleum. Las últimas ediciones son: United Nations Statistics Division. 2020. *Energy Statistics*. **UNSD — Energy Statistics** British Petroleum. 2020. *Statistical Review of World Energy 2020*. London: BP. **Full report — BP Statistical Review of World Energy 2020**.

⁴ International Monetary Fund. 2020. Economist sustainability week interview with Kristalina Georgieva.

<https://www.imf.org/external/mmedia/view.aspx?vid=6201843316001>

International Energy Agency. 2020. *Energy Technology Perspectives 2020*. Paris: IEA. *Energy Technology Perspectives 2020 — Analysis* - IEA.

⁵ En términos estrictos, estos no son objetivos de descarbonización sino objetivos de “cero emisiones netas” (o neutralidad de carbono). Esta definición permite que las emisiones futuras sean compensadas mediante la eliminación a gran escala de CO₂ de la atmósfera (¡que todavía no se hace!) y su almacenamiento subterráneo permanente, o mediante medidas temporales como la plantación masiva de árboles. Establecer estas metas “cero” durante años que terminan

en 5 y 0 se ha convertido en un especie de juego “me-too” (yo también) dado que casi dos docenas de naciones se han unido a la actividad, desde Noruega en 2030 y Finlandia en 2035 hasta más de 10 países (incluidos Canadá, Japón y Sudáfrica) en 2050 y China (el mayor consumidor mundial de combustibles fósiles) en 2060. De momento, la nueva administración Demócrata de Estados Unidos ha fijado el 2035 para la descarbonización de la generación de electricidad. United Nations Climate Change. 2020. Commitments to net zero double in less than a year.

Commitments to Net Zero Double in Less Than a Year | UNFCCC

See also: Climate Action Tracker **Countries | Climate Action Tracker**

⁶ Se puede consultar las concentraciones de CO₂ semanales, mensuales y anuales en Mauna Loa (en general, considerado el estándar mundial para el aumento de los niveles troposféricos de CO₂), aquí:

<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/data.html>

⁷ World Meteorological Organization. 2020. Carbon dioxide levels continue at record levels, despite COVID-19 lockdown. **Carbon dioxide levels continue at record levels, despite COVID-19 lockdown | World Meteorological Organization (wmo.int)**; Forster, P.M. et al. 2020. Current and future global climate impacts resulting from COVID-19. *Nature Climate Change* **Current and future global climate impacts resulting from COVID-19 | Nature Climate Change**

<https://doi.org/10.1038/s41558-020-0883-0>

<https://doi.org/10.1038/s41558-020-0883-0>

⁸ Smil, V. 2020. History and risk. *Inference* Abril 2020 <https://inference-review.com/report/history-and-risk>. Cohen, D. 2020. Why a PPE shortage still plagues America and what we need to do about it. *CNBC Markets* Agosto 2020 <https://www.cnbc.com/2020/08/22/coronavirus-why-a-ppe-shortage-still-plagues-the-us.html>

⁹ Wang, H. et al. 2019. China's CO₂ peak before 2030 implied from characteristics and growth of cities. *Nature Sustainability* 2:748–754.

- ¹⁰ Para detalles de las propiedades y los usos del gas natural véase: Speight, J.G. 2007. *Natural Gas: A Basic Handbook*. Houston, TX: Gulf Publishing; Smil, V. 2015. *Natural Gas: Fuel for the 21st Century*. Chichester: Wiley.
- ¹¹ Mokhatab, S. et al. 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Houston, TX: Gulf Publishing.
- ¹² Langston, L.S. 2020. Piped gas fuels GT power plant growth. *Mechanical Engineering Magazine* Diciembre 2020:62-63.
- ¹³ El récord actual de capacidad para el enlace de extra alto voltaje (EHV) es de 12 GW (en China), y varios enlaces EHV chinos son de 4-7,2 GW. En contraste, la capacidad anual de 55.000 millones de metros cúbicos (Asia Central-China, así como el gasoducto Nord Stream entre Rusia y Alemania) es equivalente a 67 GW.
- ¹⁴ Juhrich, K. 2016. CO₂ Emission Factors for Fossil Fuels. Berlin: German Environment Agency. **CO₂ Emission Factors for Fossil Fuels (umweltbundesamt.de)**
- ¹⁵ Kochanek, K.D. et al. 2019. Deaths: Final Data for 2017. *National Vital Statistics Reports* 68.
- ¹⁶ Zhang, G. et al. 2016. Giant discoveries of oil and gas fields in global deep waters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geosciences* 4:1-28.
- ¹⁷ Todos los datos de reservas globales son de ediciones anuales de la publicación de BP: *Statistical Review of Energy*.
- ¹⁸ Grace, J.D. and G.F. Hart. 1991. Urengoy gas field – U.S.S.R. West Siberian Basin, Tyumen District. In: *Structural Traps III: Tectonic Fold and Fault Traps*, Tulsa, OK: AAPG, pp. 309-335.
- ¹⁹ Ezrafili-Dizaji, B. et al. 2013. Great exploration targets in the Persian Gulf: the North Dome/South Pars Fields. *Finding Petroleum* Febrero 13, 2013. http://www.findingpetroleum.com/n/Great_exploration_targets_in_the_Persian_Gulf_the_North_DomeSouth_Pars_Fields/ab3518c5.aspx#ixzz38WrohVKR
- ²⁰ US Geological Survey. 2012. An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World, 2012. **fs2012-3042.pdf (usgs.gov)**
- ²¹ US Geological Survey. 2019. USGS Estimates 214 trillion Cubic Feet of Natural Gas in Appalachian Basin Formations. **USGS Estimates 214 trillion Cubic Feet of Natural Gas in Appalachian Basin Formations.**
- ²² Cabot, G.L. 1915. *Means for Handling and Transporting Liquid Gas*. US Patent 1,140,250, 18 de mayo de 1915. Washington, DC: USPTO.
- ²³ Corkhill, M. 1975. *LNG carriers: The Ships and Their Market*. London: Fairplay Publications; Moon, K. et al. 2005. *Comparison of Spherical and Membrane Large LNG Carriers in Terms of Cargo Handling*. **Microsoft Word - Session 14 - Hyundai Heavy Industries - Moon, Kiho v2.doc (ntnu.no)**
- ²⁴ Wärtsilä. 2020. LNG Plants – Mini and Small Scale Liquefaction Technology. **LNG plants – mini and small scale liquefaction technology (wartsila.com)**
- ²⁵ CIIGNL. 2020. CIIGNL Annual Report. Neuilly-sur-Seine: CIIGNL. **ciignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf**
- ²⁶ LNG safety and security aspects. In: Mokhatab, S. et al. 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*, pp. 359-435, Houston, TX: Gulf Publishing.
- ²⁷ Youngquist, W. and R.C. Duncan. 2003. North American gas: Data show supply problems. *Natural Resources Research* 12:229-240.
- ²⁸ Gold, R. 2014. *The Boom: How Fracking Ignited the American Revolution and Changed the World*. New York: Simon & Schuster; Volume: Zuckerman, G. 2013. *The Frackers: The Outrageous Inside Story of the New Billionaire Wildcatters*. New York: Portfolio.
- ²⁹ Engelder, T. and G.G. Lash. 2008. Marcellus Shale play's vast resource potential creating stir in Appalachia. *The American Oil & Gas Reporter* May 2008. <http://www.aogr.com/magazine/cover-story/marcellus-shale-plays-vast-resource-potential-creating-stir-in-appalachia>
- ³⁰ US Energy Information Agency. 2020. **Shales gas production. Shale Gas Production (eia.gov)**
- ³¹ US Energy Information Agency. 2020. U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country. **U.S. Natural Gas Exports by Country (eia.gov)**

- ³² Norwegian Petroleum. 2020. **Norway's petroleum history. Norway's petroleum history - Norwegianpetroleum.no (norskpetsroleum.no)**
- ³³ Lee, W.S. and D. Connolly. 2016. Pipeline Politics between Europe and Russia: A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War. *The Korean Journal of International Studies* 14:105-129; Vinois, J-A. and T. Bros. 2019. Russian gas pipelines and the European Union. Paris: Institut Jacques Delors. **PP247_Russianpipeline_JDEC-JAV_EN.pdf (institutdelors.eu)**
- ³⁴ The European Natural Gas Network. 2020. The European Natural Gas Network 2019. **ENTSOG_CAP_2019_A0_1189x841_FULL_400**
- ³⁵ Esto ha sido un resultado del US National Defense Authorization Act: Protecting Europe's Energy Security Act (PEESA) sanctions companies working on the project that the US (supported by Poland and Ukraine) sees as giving Russia an economic stranglehold over Germany by doubling the delivery of natural gas to 110 Gm³/year: US Department of State. 2020. Protecting Europe's Energy Security Act (PEESA). **Protecting Europe's Energy Security Act (PEESA) - United States Department of State**
- ³⁶ Hoy en día, once países de la UE reciben del 75% al 100% de su gas de Rusia (Austria, Bulgaria, República Checa, Estonia, Finlandia, Hungría, Letonia, Lituania, Eslovaquia, Eslovenia, Rumanía) y el gas ruso representa la mitad de todas las importaciones alemanas. Paralelamente con el incremento de sus exportaciones, Rusia ha aumentado considerablemente su dependencia del gas natural: en 1970, el gas proporcionaba alrededor del 22% de la energía primaria de la URSS, mientras que en 2019, cubría el 54% de las necesidades de Rusia.
- ³⁷ CIIGNL. 2020. CIIGNL Annual Report. Neuilly-sur-Seine: CIIGNL. **giignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf**
- ³⁸ Mills, R.M. 2020. *Under a Cloud: The Future of Middle East Gas Demand*. New York: Columbia University. **MiddleEastGas_CGEP-Report_042920.pdf (columbia.edu)**
- ³⁹ King & Spalding. 2014. Japan's pivotal role in the global LNG industry's 50-year history.
- Japan's pivotal role in the global LNG industry's 50-year history - Lexology**
- ⁴⁰ Smil, V. 2017. *Energy Transitions: Global and National Perspectives*. Santa Barbara, CA: Praeger.
- ⁴¹ Para reviews recientes de las principales tendencias en el suministro y la demanda de gas, véase: IEA. 2019. *The Role of Gas in Today's Energy Transitions*. Paris: IEA. **The Role of Gas in Today's Energy Transitions – Analysis - IEA**; CIIGNL. 2020. CIIGNL Annual Report. Neuilly-sur-Seine: CIIGNL. **giignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf**; **International Gas Union. 2020. Global Gas Report 2020**. London: Bloomberg NEF. **<https://igu.org/resources/global-gas-report-2020/>**
- ⁴² IEA. 2020. *World Energy Balances*. Paris: IEA. **World Energy Balances – Analysis - IEA**
- ⁴³ Sobre la importancia de la síntesis mediante el proceso de Haber-Bosch en la alimentación de la población mundial, véase: Smil, V. 2012. Nitrogen cycle and world food production. *World Agriculture* **<http://www.world-agriculture.net/files/pdf/nitrogen-cycle-and-world-food-production-world-agriculture.pdf>**
- ⁴⁴ Geyer, R. et al. 2017. Production, use and fate of all plastics ever made. *Science Advances* 3:7, e1700782 DOI: 10.1126/sciadv.170078
- ⁴⁵ IRENA. 2019. *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*. **Hydrogen: A renewable energy perspective (irena.org)**
- ⁴⁶ Lawrence Livermore Laboratory. 2020. Estimated U.S. Energy Consumption in 2019: 100.2 Quads. **PowerPoint Presentation (llnl.gov)**
- ⁴⁷ Naturgy. 2019. *El sector español del gas natural en números*. Madrid: Naturgy. **Informe-2018-el-sector-espanol-del-gas-natural-en-numeros.pdf (fundacionnaturgy.org)**
- ⁴⁸ Statista. 2020. Erdgasabsatz - Struktur in Deutschland nach Verbrauchergruppe 2019. **Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppe in Deutschland 2019 | Statista**

- ⁴⁹ IEA. 2012. *Golden Rules for the Golden Age of Gas*. Paris: IEA.
WEO-2012 Special Report: Golden Rules for a Golden Age of Gas – Analysis - IEA
- ⁵⁰ Smil, V. 2017. *Energy Transitions: Global and National Perspectives*. Santa Barbara, CA: Praeger.
- ⁵¹ Headwaters Economics. 2020. *The Evolution of U.S. Electricity Generation Capacity*. Bozeman, MT: Headwaters Economics.
The Evolution of U.S. Electricity Generation Capacity - Headwaters Economics
- ⁵² IEA. 2020. *Methane Tracker 2020*. Paris: IEA.
Methane Tracker 2020 – Analysis - IEA
- ⁵³ Saunio, M. et al. 2020. The global methane budget 2000-2017.
Earth Systems Science Data 12:1561–1623
<https://doi.org/10.5194/essd-12-1561-2020>.
- ⁵⁴ IEA. 2019. *The Role of Gas in Today's Energy Transitions*. Paris: IEA. **The Role of Gas in Today's Energy Transitions – Analysis - IEA**
- ⁵⁵ Alvarez, R.A. et al. 2018. Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply. *Science* 361:186-188. **Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain | Science (sciencemag.org)**
- ⁵⁶ McKibben, B. 2018. How climate activist failed to make clear the problem with natural gas. *Yale Environment 360* **How Climate Activists Failed to Make Clear the Problem with Natural Gas - Yale E360**
- ⁵⁷ IEA. 2020. *Methane Tracker 2020*. Paris: IEA.
Methane Tracker 2020 – Analysis - IEA
- ⁵⁸ Jacob, D. J. et al. 2016. Satellite observations of atmospheric methane and their value for quantifying methane emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics* 16:14371–14396; GHGSAT. 2020. Global Emissions Monitoring.
Global Emissions Monitoring | GHGSat
- ⁵⁹ US Environmental Protection Agency. 2013. *Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases: 2010 – 2030*.
https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/mac_report_2013.pdf
- ⁶⁰ Para un review de las necesidades de diferentes materiales (acero, cobre, hormigón, plásticos, vidrio) dentro de la transición energética de la UE, véase: Carrara, S. et al. 2020. *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*. Petten: Joint Research Center. **Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system | EU Science Hub (europa.eu)**
¡La demanda de materiales estructurales como el hormigón, el acero y el aluminio podría multiplicarse por ocho en 2030 y por 30 en 2050 en el escenario de alta demanda!
- ⁶¹ Ishikawa, Y. 2019. Russia to boost LNG output fivefold to supply Asia. *Nikkei Asia*
<https://asia.nikkei.com/Business/Energy/Exclusive-Russia-to-boost-LNG-output-fivefold-to-supply-Asia>
- ⁶² Petroleum Economist. 2020. China's challenge: securing sufficient gas.
<https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2020/china-s-challenge-securing-sufficient-gas>;
Sharma, R. 2020. India to overtake China as world's largest LPG residential market by 2030
[/zeenews.india.com/economy/india-to-overtake-china-as-worlds-largest-lpg-residential-market-by-2030-2315192.html](https://zeenews.india.com/economy/india-to-overtake-china-as-worlds-largest-lpg-residential-market-by-2030-2315192.html)
- ⁶³ Para conocer las últimas tasas de consumo per cápita, véase: British Petroleum. 2020. *Statistical Review of World Energy 2020*. London: BP.
Full report – BP Statistical Review of World Energy 2020; para valores históricos, vease: Smil, V. 2018. *Energy and Civilization: A History*. Cambridge, MA: MIT Press.
- ⁶⁴ Todos los múltiplos han sido calculados a partir de estadísticas oficiales en *China Statistical Yearbook*.
<http://www.stats.gov.cn/english/Statisticaldata/AnnualData/>
- ⁶⁵ International Energy Agency. 2020. *Renewables 2020*.
<https://www.iea.org/reports/renewables-2020>;
Pyper, J. 2020. Where Does the Natural Gas 'Bridge' End? *Greentech Media*
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/natural-gas-bridge-nearing-end>

- ⁶⁶ US Energy Information Agency. 2020. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the *Annual Energy Outlook 2020*.
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- ⁶⁷ Por ejemplo, si la región metropolitana de Tokio dependiera únicamente de la energía fotovoltaica y eólica, requeriría 1,6 TWh de almacenamiento de electricidad para cubrir solo dos días de interrupción de la generación eólica y solar debida a un gran tifón. El mayor almacenamiento con baterías en 2021 es el proyecto Florida Power and Light Manatee con una potencia de 900 MWh, lo que significa que el almacenamiento de Tokio necesario tendría que ser tres órdenes de magnitud más grande, una diferencia que es poco probable que los avances tecnológicos consigan en un par de décadas.
- ⁶⁸ En los EE.UU., alrededor del 25% de toda la capacidad instalada puede comenzar a funcionar en una hora y el 11% (turbinas de gas) lo puede hacer en tan solo 10 minutos: US Energy Information Agency. 2020. About 25% of U.S. power plants can start up within an hour **About 25% of U.S. power plants can start up within an hour - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA)**
En total en los EE.UU. solo el 12% de la capacidad instalada no se puede flexibilizar (eólica y solar), la participación alemana en 2019 fue del 50,3%.
- ⁶⁹ Se puede calcular el parámetro días de calefacción y grado (relativo a una temperatura base de 15°C) para una localidad aquí:
Heating & Cooling Degree Days - Free Worldwide Data Calculation.
- ⁷⁰ Convertir una casa unifamiliar cerca de Madrid a la calefacción solar (1.400 grado-días de calefacción, 2.900 horas de sol al año) es muy diferente de convertir una casa similar en el centro de Canadá: aunque relativamente soleada (2.300 horas), la región experimenta unos 5.000 grado-días de calefacción, y utilizar la energía fotovoltaica como la única fuente de calor (o como la única fuente de electricidad para una bomba de calor) requeriría almacenamiento en invierno para tres o cuatro días consecutivos nublados.
- ⁷¹ Mejorar enormemente el suministro de alimentos domésticos de África es claramente un asunto urgente, no uno que puede esperar hasta que obtengamos hidrógeno verde para la síntesis mediante el proceso de Haber-Bosch, capaz de producir decenas de millones de toneladas de amoníaco al año. El suministro de alimentos de forma fiable y asequible en los países subsaharianos también contribuiría a reducir la inmigración ilegal a la UE.
- ⁷² European Commission. 2019. Going Climate-Neutral by 2050. **Going climate-neutral by 2050 - Publications Office of the EU (europa.eu)**; Franza, L. 2020. The momentum behind the clean molecule. *World Energy* 47:66-69. **Eni | World Energy Magazine N.47**
- ⁷³ UN. 2015. Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015.
<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf>
- ⁷⁴ Las previsiones energéticas a largo plazo nacionales y mundiales más consultadas (*outlooks*) son los que publican la AIE, la US Energy Information Agency, British Petroleum y ExxonMobil.
- ⁷⁵ International Energy Agency. 2020. *World Energy Outlook 2020*. Paris: IEA. **World Energy Outlook 2020 – Analysis - IEA**; Exxon. 2019. *Outlook for Energy: A Perspective to 2040*. Houston, TX: ExxonMobil. **Outlook for Energy: A perspective to 2040 | ExxonMobil**
- ⁷⁶ European Council. 2020. European Council meeting (10 and 11 December 2020) – Conclusions
<https://www.consilium.europa.eu/media/47296/1011-12-20-euco-conclusions-en.pdf>
- ⁷⁷ Dezem, V. et al. 2020. Nord Stream 2 Work Resumes Despite U.S. Efforts To Stop It. *Bloomberg*
Nord Stream 2 Work Resumes Despite U.S. Efforts To Stop It - Bloomberg
- ⁷⁸ Gazprom. 2020. Nord Stream 2. **Nord Stream 2 (gazprom.com)**

El gas natural
en el nuevo mundo
energético

