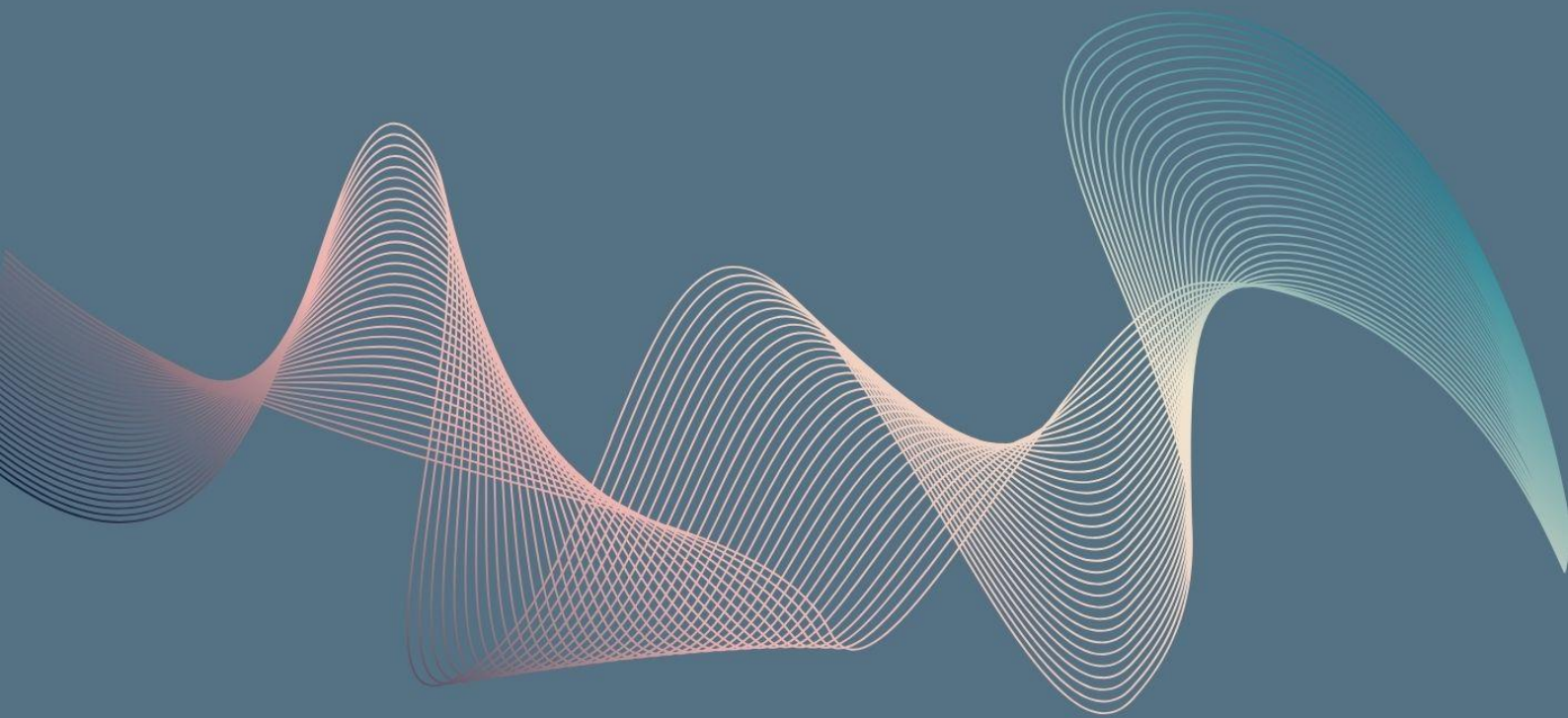
OCTUBRE 2026

PERSPECTIVAS DEL GNL EN EL MERCADO ENERGÉTICO GLOBAL Y OPORTUNIDADES PARA LA REPÚBLICA ARGENTINA

CEI Centro de Economía Internacional



ARTÍCULO

Perspectivas del GNL en el mercado energético global y oportunidades para la República Argentina

Octubre 2026

Resumen ejecutivo 1
Aclaración inicial sobre las unidades de medida 3
I- Encadenamiento de indicadores relevantes 5
II- Aspectos básicos relativos al gas natural y al GNL 6
a) Gas natural 6
b) Gas natural licuado 8
c) Comercio de gas natural: gasoducto y GNL 9
d) Implicancias del avance del GNL 12
III- Estadísticas vinculadas al sector del gas natural y al GNL 13
a) Reservas, producción y consumo de gas natural en perspectiva comparada 13
b) Reservas probadas 14
c) Producción de gas natural 15
d) Consumo de gas natural 16
e) Comercio global de gas natural y de GNL en perspectiva comparada 16
f) Principales países exportadores de gas en general y de GNL en 2025 18
g) El mercado global del GNL 19
h) Infraestructura global vinculada al GNL 21
i) Cotizaciones regionales del gas natural y cotización del GNL 23
IV- Factores que impulsan la demanda futura del gas natural y GNL 25
a) El crecimiento de la demanda energética en general 25
b) La evolución gradual de la matriz energética 27
c) El predominio de las fuentes fósiles en la matriz energética 29
d) El rebalanceo al interior de las fuentes fósiles, en beneficio del gas 30
e) El impacto (transitoriamente) ambivalente del proceso de electrificación 31
f) La revolución no convencional de los hidrocarburos 33
V- Proyecciones de demanda y oferta de GNL 35
a) Nivel y rango de incerteza de las proyecciones 35
b) Demanda y oferta de GNL a nivel global 36
c) Europa y la Unión Europea 37

d) China 39
e) India 41
f) Sudeste Asiático: el caso de Vietnam 42
g) Japón 43
h) Corea del Sur 44
i) Oportunidades en Sudamérica: Brasil y Chile 44
VI- El potencial en gas natural y GNL de la Argentina 49
a) Matriz energética y eléctrica 49
b) Reservas de gas natural 51
c) Producción, consumo e importaciones de gas natural y de GNL 52
d) Exportaciones de gas natural 54
e) Balanza comercial de gas natural y GNL 55
f) Proyectos vinculados a GNL 55
g) A modo de cierre 57

Resumen ejecutivo

El mercado internacional del gas natural licuado (GNL) ha adquirido una importancia creciente en el sistema energético mundial. Entre 2000 y 2025, el consumo global de gas natural aumentó 74%, mientras que el comercio internacional de GNL se expandió más de 360%. Al reducir las restricciones geográficas que históricamente caracterizaron al comercio de gas natural, este proceso transformó el papel de esta fuente en el sistema energético mundial y abrió el abanico de opciones tanto para países productores como para importadores netos.

La evolución futura de la demanda de gas natural y GNL dependerá de la interacción de varios factores: el crecimiento de la demanda energética global, la persistencia de las fuentes fósiles en las matrices energéticas, la sustitución parcial del carbón por gas, el ritmo de electrificación de los usos finales y la expansión de fuentes como la nuclear, hidroeléctrica, solar y eólica, entre otras.

Aunque las proyecciones de demanda y oferta presentan diferencias significativas según los escenarios y los supuestos empleados, diversos factores permiten avizorar que la demanda de energía crecerá, la disponibilidad de recursos gasíferos aumentará y que los sistemas energéticos seguirán diversificándose a nivel de las fuentes y escalando su complejidad.

Más aún, podemos prever que los estados nacionales seguirán impulsando un conjunto de medidas que, adaptadas a su situación concreta, se diferencian en los instrumentos y en el papel que le asignan al gas natural en su política energética, pero que al mismo tiempo se asemejan en sus objetivos finales: apuntalar su seguridad energética y maximizar sus oportunidades productivas y exportadoras.

En el corto plazo, la expansión proyectada de la capacidad exportadora de GNL podría generar una oferta relativamente abundante y presionar a la baja las cotizaciones. En un horizonte temporal más amplio, el comercio internacional de GNL torna posible sostener los procesos de gasificación relativa de las matrices energética y eléctrica de distintos países, en especial en Asia y África. Ello a partir de algunas de las ventajas más notorias que ofrece el gas natural, tanto a nivel de costo económico, aprovechamiento de la infraestructura existente, menores emisiones contaminantes y resiliencia del sistema eléctrico a medida que se incorporan fuentes intermitentes.

Para la Argentina, el desarrollo de Vaca Muerta y la recuperación de la producción gasífera abren la posibilidad de consolidar el autoabastecimiento, reducir las importaciones estacionales y ampliar las exportaciones regionales por gasoducto. En paralelo, avanza la concreción de los proyectos de licuefacción, que abren la posibilidad de que el país se incorpore como abastecedor de GNL y diversifique los destinos de sus exportaciones más allá de los países limítrofes. La concreción de estas oportunidades dependerá, entre otros factores, de la disponibilidad de saldos exportables, del adecuado flujo de inversiones en infraestructura gasífera tanto a nivel de gasoductos como de la cadena del GNL y de la celebración de acuerdos de suministro.

El potencial exportador también puede generar oportunidades complementarias en actividades intensivas en gas natural, como la producción de fertilizantes, y en servicios de ingeniería y tecnología vinculados al sector energético.

En este marco, se advierte un espacio de objetivos convergentes entre, por un lado, la agenda de desarrollo exportador, fortalecimiento macroeconómico y proyección internacional de la Argentina y, por el otro, la seguridad energética de sus socios comerciales y diplomáticos.

Introducción

El presente informe busca sintetizar el panorama general del mercado internacional de gas natural licuado (GNL) y destacar su creciente importancia para el sector exportador argentino, así como las oportunidades futuras.

En aras de cumplir ese objetivo se juzgó necesario abordar en forma resumida cómo se inserta el GNL en el sistema energético global en general y qué relación mantiene con la producción, el consumo y el intercambio de gas natural en particular.

En paralelo, se presentó el doble desafío de dar cuenta de la complejidad de las interacciones entre las diferentes fuentes primarias de energía, la demanda energética y eléctrica y la producción y el comercio internacional por fuentes, a nivel global, regional y nacional y, al mismo tiempo, de simplificar las líneas de causalidad al máximo posible, de modo de retener la visión de conjunto.

Para ello, el informe recurre a tres estrategias principales. Por una parte, una referencia temporal estadística uniforme: en casi todos los casos se presentan estadísticas que cubren el período que va del año 2000 al 2025. El objetivo es capturar tanto el ritmo en que se plasman algunos de los cambios analizados en el informe como la inercia que arrastran algunas de las tendencias en la actualidad. Ello bajo el supuesto de que 2026 constituye tanto una cristalización transitoria de dichos cambios como el punto de arranque de los desarrollos por venir.

La segunda estrategia es presentar de manera sintética algunas de las proyecciones de demanda y oferta energética realizadas por entidades y expertos en la materia.

En tercera instancia, se explicita conceptualmente cuáles son algunos de los principales factores, correas de transmisión e influencia recíproca entre distintas variables energéticas.

En este sentido, necesariamente se debe dar cuenta de dos de las principales transformaciones que ha registrado el sector gasífero en las últimas dos décadas y de sus múltiples impactos. Por una parte, la difusión de la denominada revolución de los hidrocarburos no convencionales y el incremento de la producción y consumo de gas y petróleo a partir de este conjunto de innovaciones de extracción; por la otra, el sostenido incremento de la infraestructura y del comercio mundial vinculado al GNL, el cual gana participación frente al tradicional comercio internacional de gas por gasoducto.

El informe se estructura a partir de seis secciones.

La primera presenta de manera sintética y conjunta la evolución en los últimos 25 años de una serie de indicadores económicos que contribuyen a explicar el acelerado crecimiento de la demanda de GNL de los últimos años y proyectarlo al futuro.

Seguidamente, se abordan algunos datos básicos sobre el gas natural y el GNL y se evalúan las implicancias que el avance del segundo tuvo en el mercado gasífero global.

La tercera sección busca presentar en perspectiva comparada a nivel nacional la información estadística en 2025 relativa a reservas, producción, consumo, exportaciones e importaciones de gas natural y GNL, según corresponda, con algunas referencias selectas a la evolución de dichas variables en el siglo XXI.

Prever la demanda futura representa un considerable desafío y, conforme uno se aleja del futuro inmediato, los escenarios energéticos se tornan crecientemente tentativos y

contingentes. Por este motivo, en la sección IV se ahonda en un conjunto de factores y tendencias que se pueden tener presente al momento de estimar cómo podría evolucionar la demanda futura de gas natural y de GNL.

A partir de dicho marco contextual, en el apartado V se presentan algunas proyecciones realizadas por la comunidad experta con relación al consumo futuro y al comercio de gas natural y de GNL, así como factores a tener presente (demanda, producción doméstica e infraestructura de importación) según países y regiones.

Finalmente, la sección VI concentra toda la información considerada relevante con relación a la Argentina y a las oportunidades que la expansión del mercado mundial del GNL le ofrece al sector gasífero y exportador del país.

Aclaración inicial sobre las unidades de medida

El informe emplea distintas unidades de medida, en función de la dimensión que se busca ilustrar. Cuando fue posible, se procuró utilizar las unidades provistas por las fuentes estadísticas citadas y mantener un criterio uniforme a lo largo del documento.

Los gráficos y tablas incluidos en el informe emplean las siguientes unidades de medida:

- **Matrices energéticas:** registran las distintas fuentes de energía utilizadas por un país o región, entre las que se destacan los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), la hidroeléctrica, la nuclear, otras renovables (solar y eólica) y la biomasa. Estas fuentes pueden utilizarse para satisfacer necesidades energéticas como el transporte, la calefacción y diversos procesos industriales o para para producir electricidad. Para expresar y comparar las distintas fuentes en una unidad común, el informe emplea el **exajulio (EJ)**, una unidad de energía. Un exajulio equivale aproximadamente a 15 horas del consumo energético a nivel mundial;
- **Matrices eléctricas:** registran las fuentes utilizadas para generar electricidad y constituyen una parte de las matrices energéticas. La diferencia fundamental entre ambas es que una proporción significativa de las fuentes fósiles se utilizan directamente en el transporte, la industria y los hogares, sin destinarse a la generación eléctrica. La unidad empleada en estos gráficos y tablas es el **teravatio-hora (TWh)**, equivalente a 1.000 millones de kilovatios-hora (kWh). A modo ilustrativo, 1 TWh equivale al consumo eléctrico anual de unos 350.000 hogares argentinos (un valor muy similar al promedio mundial);
- **Gas natural:** dado que, en condiciones ambientales habituales, el gas natural se encuentra en estado gaseoso y se transporta y distribuye principalmente mediante gasoductos, la unidad de volumen normalmente empleada es el **metro cúbico (m^3)**;
- **Gas natural licuado (GNL):** al enfriarse hasta aproximadamente −162 °C, el gas natural pasa al estado líquido y su volumen se reduce unas 600 veces, lo que facilita su almacenamiento y transporte por vía marítima. El GNL suele medirse en **toneladas métricas**, unidad de masa equivalente a 1.000 kilogramos. Una vez regasificada, una tonelada de GNL equivale a unos 1.360 m^3 de gas natural. Como referencia, en 2025 el

consumo residencial argentino promedió unos 3,1 m³ de gas natural por usuario (hogar) y por día, equivalentes a aproximadamente 1.130 m³ anuales por usuario;[1]

- **Cotización del gas natural y del GNL:** suele medirse por una unidad de contenido calórico, el **millón de BTU.** Un millón de BTU permite mantener una estufa de tiro balanceado al máximo durante casi cuatro días (lo cual consume unos 27 m³ de gas natural).

[1] En 2025, ENARGAS registra un total de 8.904.000 usuarios residenciales (hogares) conectados a la red de gas natural en Argentina, con un consumo total diario de 27.570.000 m³ diarios. Ente Nacional Regulador del Gas. *Informe Anual 2025*, pág. 208 y 210.

I- Encadenamiento de indicadores relevantes

La tabla 1 concentra información sobre el comportamiento de 10 variables globales en los últimos 25 años y nos permite abordar sintéticamente y en forma conjunta una serie de tendencias relevantes a los fines del presente informe.

Tabla 1. Evolución de diferentes indicadores a nivel mundial 2000-2025

	Indicador	Valores nominales		Evolución 2000-2025	
		2000	2025	Tasa de crecimiento	Incremento acumulado
1	Población mundial (millones)	6.160	8.220	**1,2%**	33%
2	Demanda energética primaria (EJ)	382	600	**1,8%**	57%
3	PIB (billones US$) (precios constantes 2015)	49	100	**3,0%**	105%
4	Comercio mundial de bienes (billones US$)	6	26	**5,8%**	307%
5	Demanda energética de fuentes fósiles (EJ)	340	518	**1,7%**	52%
6	Demanda de gas (EJ)	86	151	**2,3%**	74%
7	Generación eléctrica (TWh)	15.565	32.202	**3,0%**	107%
8	Generación eléctrica a partir del gas (TWh)	2.772	7.042	**3,8%**	154%
9	Comercio global de gas (en miles de millones de m^3)	629	1.360	**3,1%**	116%
10	Comercio global de GNL (en miles de millones de m^3)	125	578	**6,3%**	363%

Fuente: CEI sobre la base de Banco Mundial, Energy Institute, OMC y OPEC

En primer lugar, corresponde remarcar que en el último cuarto de siglo la demanda energética a nivel global creció a un ritmo más rápido que la población mundial: 1,8% frente a 1,2%. Es decir, se registró un incremento sostenido del consumo energético per cápita (filas 1 y 2).

En segunda instancia, tanto el PIB mundial (3%) como el comercio total de bienes (5,8%) crecieron a lo largo del período de referencia a una tasa mayor que la demanda energética y mucho mayor que la población mundial (filas 1 a 4). Esto puede presentarse como un indicador de desacople relativo entre el consumo de energía y el incremento del producto y del intercambio internacional de bienes. En otras palabras, es un indicio de mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía y de más elevada productividad.

La introducción de la variable demanda de fuentes fósiles (que incluye petróleo, carbón y gas) (fila 5) permite adelantar dos cuestiones en las que luego se ahondará con mayor detalle. Por una parte, que la demanda energética a partir de fuentes fósiles (1,7%) creció marginalmente menos que la demanda energética total (1,8%). El reverso lógico de esta constatación es que las restantes fuentes, en particular las nuevas renovables (solar y eólica) pero también la nuclear, se incrementaron a mayor ritmo y ganaron participación en el total. No obstante, los valores nominales (columna 2) del consumo total permiten constatar la notable persistencia de la dependencia del mix de energía primaria de las fuentes fósiles, cuya demanda sigue creciendo en volumen y que en 2025 explicaron un 86% del total: 518 EJ de los 600 EJ totales.

Al incorporar los datos correspondientes al consumo a nivel global (fila 6) se observa que la demanda de gas natural (2,3%) creció a una tasa superior tanto a la de los fósiles (1,7%) como

a la de la energía primaria en general (1,8%). Aunque el gas sigue siendo la fuente energética con menor participación dentro de las tres de origen fósil, también constituye la que aumentó a mayor velocidad y la que, como veremos, mayor potencial de crecimiento exhibe en el mediano y largo plazo. Ello es así, entre otras cuestiones, porque parcialmente se perfila como un sustituto del carbón y, en menor medida, del petróleo. Esto permite identificar un proceso de rebalanceo parcial en la participación al interior de las fuentes fósiles, en beneficio del gas.

En simultáneo, la generación eléctrica se incrementó en los últimos 25 años a una tasa (3%) que supera a la correspondiente a la demanda energética (1,8%) y duplica largamente a la del aumento poblacional (1,2%) (filas 7 y 8). Este es uno de los datos que permite registrar y medir la creciente electrificación: el incremento progresivo del peso de la electricidad en el total de usos finales de la energía por parte de los consumidores y, lógicamente, la mayor demanda de fuentes de energía primaria para generar dicha electricidad. En concreto, entre el 2000 y 2025 la electricidad pasó del 17% al 23% del consumo de energía primaria.[2]

Directamente vinculado a ello, desde el año 2000 y hasta la actualidad la generación eléctrica a partir del recurso gasífero (en particular, en las altamente eficientes centrales de ciclo combinado a base de gas) se expandió a una tasa aún mayor (3,8%), lo cual incrementó el peso del gas en la generación eléctrica total de 18% a 22% en 25 años (filas 7 y 8).

Finalmente, en el último cuarto de siglo el comercio de gas a nivel global se expandió a una tasa de 3,1% (fila 9). Es decir, mayor al petróleo (1,8%) y apenas menor a la del carbón (3,2%). El comercio de gas incluye el comercio de GNL, modalidad esta última que se incrementó al doble de velocidad que el total de gas natural: 6,3% (fila 10).

En síntesis, en los últimos 25 años la demanda energética se expandió a una tasa mayor que el crecimiento poblacional; la velocidad de incremento de la demanda de gas natural superó a la correspondiente a la energía en general; y el ritmo de aumento del comercio de GNL duplicó al del comercio de gas natural.

El crecimiento relativo de la importancia del gas natural en la matriz de fuentes fósiles y en la matriz de generación eléctrica y, en paralelo, el incremento del peso del GNL dentro del comercio de gas constituyen procesos que se refuerzan mutuamente, al tiempo que son parcialmente resultado de una serie de desarrollos que tuvieron lugar en los últimos años en el sistema energético, económico y geopolítico internacional, como se verá más adelante.

II- Aspectos básicos relativos al gas natural y al GNL

a) Gas natural

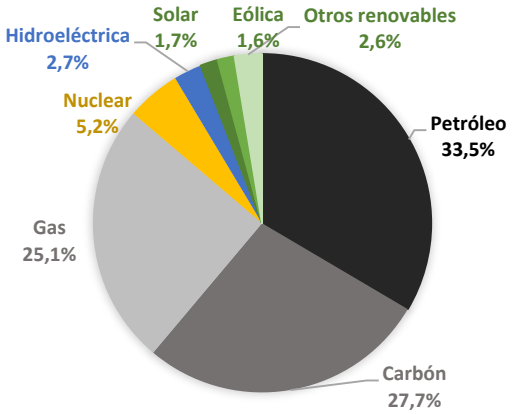
El gas natural constituye desde 1970 la tercera fuente primaria de energía del mundo por orden de importancia, solamente detrás de las otras dos fuentes fósiles que se ubican en el centro de la historia energética desde la Revolución Industrial, el petróleo y el carbón.

En 2025, el gas natural explicó un cuarto del consumo energético primario a nivel global (gráfico 1). Es decir, 151 exajulios (EJ) de los 600 EJ de demanda primaria total de ese año.[3]

Dadas las ventajas que ofrece, en los próximos años el gas natural podría superar al carbón y erigirse en la segunda fuente energética mundial, sólo precedida por el petróleo.

[2] Internacional Energy Agency (IEA). *Electricity Special Report 2026*, pág 31.
[3] Energy Institute.

Gráfico 1. Matriz de energía primaria global en 2025



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute.

A diferencia del carbón y del petróleo, materiales que al momento de ser fraccionados y transportados cuentan con las ventajas de encontrarse de forma natural en estado sólido y líquido respectivamente, el gas natural presentó siempre el desafío técnico de su estado gaseoso en el propio yacimiento. Ello explica el relativamente prolongado período de tiempo que se requirió para que la industria fuera desarrollando las soluciones técnicas para extraer (usualmente, junto al petróleo), capturar, transportar y distribuir el gas natural.

En este sentido, la denominación "gas natural" tiene origen histórico en el contraste con el gas "artificial". Esto es, el compuesto gaseoso generado a partir de someter el carbón a un procesamiento por descomposición térmica (pirolisis). Esta técnica, muy común en los siglos XVIII y XIX, permitía transformar el compuesto transportable sólido en combustible gaseoso en establecimientos cercanos a los centros urbanos o fábricas que lo precisaban.

Antes de ser procesado, el gas natural constituye por lo general una mezcla de hidrocarburos gaseosos cuyo componente principal es el metano, normalmente acompañado por cantidades menores de etano, propano, butanos, dióxido de carbono, nitrógeno, vapor de agua, etc. El refinamiento del gas antes de ser comercializado conlleva retirar buena parte de estos componentes y preservar el metano[4].

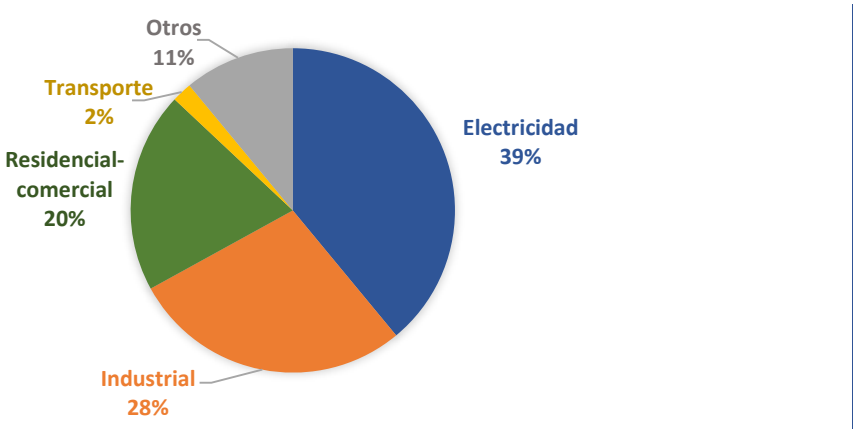
En estado gaseoso la densidad energética por volumen del gas natural es muy baja, razón por la cual se lo comprime (GNC) o licúa (GNL). Una vez completados dichos procesos, el gas natural tiene una densidad energética elevada, similar o superior a muchos carbones, pero menor que la del petróleo.

Así, el gas natural es un combustible rico en energía por unidad de masa y relativamente limpio en combustión. En términos de contaminación atmosférica local, el gas natural genera entre 95% y 99% menos material contaminante (en la jerga, particulado) que el carbón y prácticamente elimina las emisiones de azufre (en ambos casos reduciendo el impacto en la salud humana). Además, emite aproximadamente 30% menos dióxido de carbono que el

[4] Fuente: Energy Information Administration de EE.UU.

petróleo y hasta 50% menos que el carbón por unidad de energía (es decir, mitiga las emisiones de gases de efecto invernadero)[5].

Gráfico 2. Demanda de gas natural por sectores en 2025



Fuente: CEI sobre la base de GECF[6]

A nivel sectorial la principal fuente de demanda de gas natural global es la generación eléctrica (39%), seguida por los usos industriales (28%) y el consumo residencial y comercial (20%, fundamentalmente para calefacción y cocina). El transporte explica apenas un 2% y se concentra en el transporte terrestre (gráfico 2).

b) Gas natural licuado

El GNL es el gas natural que se ha enfriado hasta alcanzar un estado líquido a aproximadamente -162°C. Este proceso reduce su volumen alrededor de 600 veces, lo que facilita de sobremanera su almacenamiento y transporte.

El GNL es incoloro, inodoro, atóxico, libre de propiedades corrosivas y, en estado líquido, no es inflamable. Sin embargo, se deben evitar a toda costa las fugas por, al menos, tres motivos: al evaporarse, el GNL se transforma en gas, altamente inflamable; aun sin encenderse, las fugas pueden desplazar el oxígeno presente en el espacio afectado y asfixiar a los presentes; finalmente, dadas las extremas bajas temperaturas del líquido en sí, quienes entren en contacto directo con él pueden sufrir lesiones. En resumidas cuentas, las indudables ventajas que el GNL presenta para el almacenamiento y transporte requieren, en aras de garantizar la adecuada preservación de la cadena criogénica y de evitar accidentes, un apropiado manejo por parte de los operarios, así como infraestructura especializada.

Las etapas claves de la producción y transporte del GNL son:

- **Transporte inicial del gas natural.** Mediante gasoducto desde el yacimiento a la planta de licuefacción;
- **Licuefacción del gas.** Conversión del gas natural al estado líquido al enfriarlo a -162°C. Eliminación adicional de impurezas y otros procesos de refinación;
- **Carga en buque del GNL.** Se trata de embarcaciones especializadas, conocidas como buques metaneros. Desde hace años, la dimensión física de los nuevos buques

[5] Sin embargo, el gas natural (el metano) constituye en sí mismo un poderoso gas de efecto invernadero. Por ese motivo y aras de minimizar las pérdidas, la industria gasífera busca reducir al máximo posible las fugas y el venteo de gas a lo largo de la cadena de suministro.
[6] Foro de Países Exportadores de Gas (GECF, por su sigla en inglés). *Annual Gas Report 2026*, pág. 42.

metaneros tiende a incrementarse, lo que requiere la correspondiente adaptación de puertos, canales y vías navegables;
- **Transporte marítimo;**
- **Recepción en puerto y descarga;**
- **Almacenamiento** en tanques criogénicos en el puerto de arribo;
- **Regasificación del GNL.** A través de un proceso de vaporización que utiliza intercambiadores de calor para transformar nuevamente el líquido en gas (fuentes de calor como agua de mar, gases de combustión o sistemas eléctricos);
- **Distribución final del gas natural.** Mediante gasoducto a sus usuarios finales, industrias u hogares. También es usual que las plantas industriales o de ciclo combinado (de generación eléctrica) se encuentren en las proximidades del puerto de recepción del gas, de modo de eliminar o minimizar esta etapa.

c) Comercio de gas natural: gasoducto y GNL

Dado que el estado a temperatura ambiente del gas natural es gaseoso, su comercio internacional se vio tradicionalmente constreñido por la necesidad de financiar, construir y mantener operativa la infraestructura de gasoductos requerida para su transporte. Esto limitó, y parcialmente lo sigue haciendo hasta la actualidad, la posibilidad de que emergiera un genuino mercado del gas natural a nivel global y, por ende, que este producto adquiriera características propias de un *commodity* global.

En lugar de ello, se generaron una serie de mercados regionales a partir de la integración energética vía gasoductos: el primero de ellos unió EE.UU. y Canadá a partir de la década de 1940; el segundo se cristalizó en 1960 en torno al yacimiento holandés de Groningen e integró a Europa occidental; luego se puede mencionar a Europa oriental (mediados de la década de 1960); el Norte de África y sur de Europa (desde 1980); Sudamérica (desde 1996, con Argentina y Bolivia como principales proveedores); el Sudeste Asiático (década de 1990) y China (desde los 2000 y crecientemente abastecida por Rusia).

Durante buena parte del siglo XX, los gasoductos internacionales se desarrollaron alrededor de flujos relativamente fijos y relaciones contractuales de largo plazo. En muchos casos, conectaban un único país productor y proveedor de gas natural con uno o más países receptores (el caso paradigmático es Rusia con Europa occidental).

En consecuencia, los mercados regionales gasíferos se caracterizaban por su notable rigidez a nivel de contratos, cotizaciones y condiciones de negociación. En especial, si se lo compara con lo que estaba ocurriendo en forma paralela con el petróleo y su consolidación como *commodity* global. En efecto, el crudo se benefició de la posibilidad de ser fraccionado en barriles y comerciado vía tanqueros, así como de la progresiva expansión en la cantidad de países productores y consumidores. La consolidación de un mercado mundial del petróleo impulsó la convergencia relativa de las cotizaciones a nivel mundial y afianzó su estatus de *commodity* prototípico.

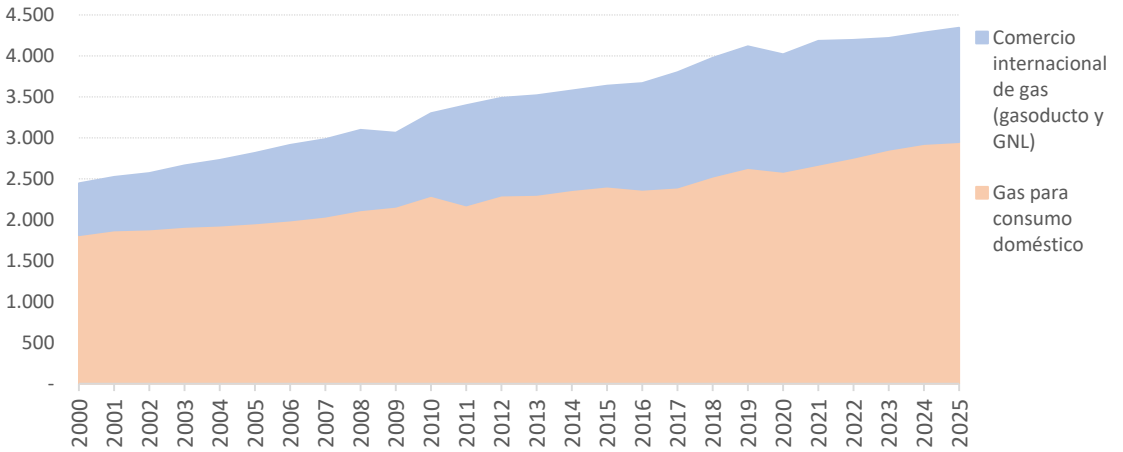
Por su parte, el desarrollo y la difusión de la modalidad de comercio del gas como GNL de los últimos 25 años permitió que este producto adquiriera algunas de las características naturales en el petróleo: su elevada densidad energética y facilidad relativa al momento de ser fraccionado y transportado. El crecimiento del GNL permitió una progresiva globalización del comercio de gas natural, al reducir la dependencia de la proximidad geográfica entre

productores y consumidores, ampliar las posibilidades de arbitraje, diversificar proveedores y generar una oferta fungible de gas.

En síntesis, la innovación tecnológica en torno al GNL abrió el camino de modo tal de habilitar un funcionamiento más fluido de los mecanismos de mercado en materia de oferta, demanda y cotizaciones de gas natural.

Gráfico 3. Evolución de la producción y del comercio internacional de gas natural (2000-2025)

En miles de millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de OPEP

En este sentido, el gráfico 3 permite apreciar en primer lugar que en los últimos 25 años la producción mundial de gas mantuvo una trayectoria ascendente: pasó de un nivel de 2,4 billones de m^3 en el 2000 a 4,3 billones de m^3 en 2025. Es decir, de punta a punta, se registró un incremento de 78%.

Asimismo, representa visualmente el crecimiento del comercio internacional de gas (que incluye la modalidad por gasoducto y como GNL). En este caso el incremento en el último cuarto de siglo fue de 116%: 630 miles de millones de m^3 en el 2000 a 1,4 billones de m^3 en 2025. De este modo, el total de gas natural comercializado a nivel internacional pasó de 26% del total producido en el 2000 a 32% en 2025.

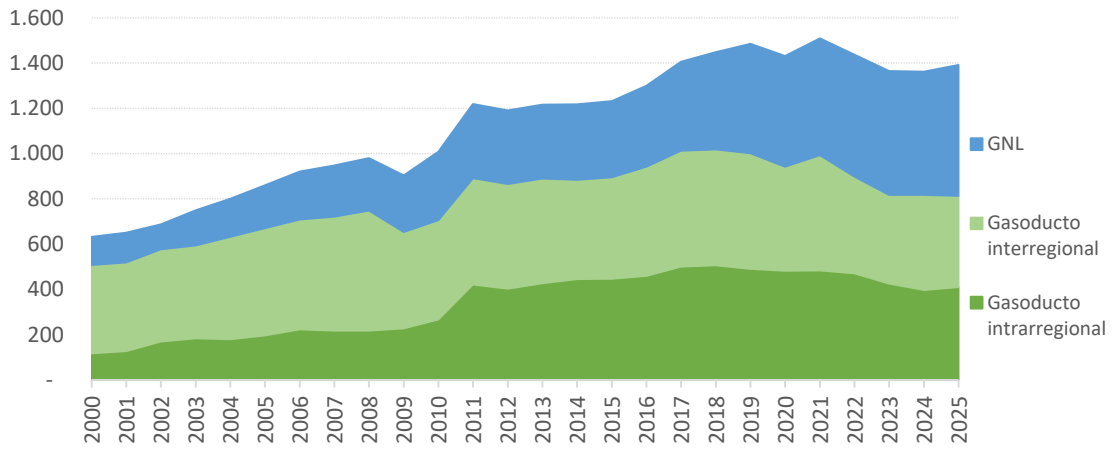
Hasta ahora, el punto máximo de la ratio entre exportaciones y producción de gas a nivel global se alcanzó en 2017, con 37%. La disminución registrada desde entonces resulta atribuible a a) la relativamente elevada pendiente de crecimiento de la producción mundial de gas y b) la reducción en el comercio vía gasoducto producida a partir de 2021.

El gráfico 4 distingue entre a) comercio de gas por gasoducto intrarregional (al interior de una misma región, por ejemplo, las exportaciones de gas de Argentina a Chile o de Noruega a sus vecinos europeos); b) comercio interregional (por ejemplo, siguiendo los criterios del Energy Institute, exportaciones rusas al resto de Europa) y c) comercio de GNL.[7]

[7] Las estadísticas de GNL y de comercio por gasoducto interregional son provistos por el Energy Institute; el de gasoducto intrarregional presenta algunas complejidades al momento de ser estimado. En este caso, el dato registrado en el gráfico 4 para comercio por gasoducto intrarregional proviene de la diferencia entre el comercio internacional total de gas natural (provisto por la OPEP) y los de GNL y comercio vía gasoducto interregional.

Gráfico 4. Evolución del comercio internacional de gas por gasoducto y de GNL (2000-2025)

En miles de millones m^3



Nota: adviértase la menor escala comparado con el gráfico 3 y el hecho de que la sumatoria de las tres series (comercio por gasoducto intrarregional, gasoducto interregional y GNL respectivamente) equivale al comercio internacional total de gas presentado en ese gráfico.

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute (gasoducto interregional y GNL) y OPEP (estimación del comercio por gasoducto intrarregional a partir de los totales de gas importado a nivel internacional)

El gráfico 4 permite apreciar:

- **El incremento en el comercio intrarregional de gas natural.** Se destaca el salto discreto entre 2010 y 2011. Considerando el período 2000-2025 en su totalidad, el comercio intrarregional de gas vía gasoducto se incrementó 248%;
- **Las marcadas oscilaciones anuales en el volumen total del comercio interregional de gas natural vía gasoducto**. Se registraron caídas en el volumen total en nueve de los 25 años cubiertos, entre las que se destacan las correspondientes a 2009 y 2022. Entre el 2000 y 2025 el comercio de gas interregional vía gasoducto apenas creció 3%;
- **El crecimiento constante y acelerado del comercio mundial de GNL.** Ello a partir de la concatenación de tres períodos de incrementos sostenidos: 2003-2007, 2009-2011 y 2016-2019. Entre el 2000 y el 2025, el comercio internacional de GNL se expandió 363%.

En síntesis, en el período cubierto se registró una redistribución de la importancia relativa entre las tres modalidades. Al interior del comercio vía gasoducto hubo una equiparación: la participación del comercio de gas natural interregional disminuyó de 62% a 29% del total comercializado a nivel mundial, al tiempo que el intrarregional subió de 19% a 29% e igualó al interregional. En simultáneo, la participación del GNL en el comercio mundial de gas natural total pasó del 20% en el 2000 a alrededor del 42% en 2025. De hecho, se aceleró marcadamente en los últimos cinco años (siguió creciendo mientras que el comercio vía gasoducto cayó).

Los tres cambios resultan atribuibles, en grado no menor, a las desavenencias diplomáticas entre Moscú y Bruselas que alcanzó punto de quiebre en febrero de 2022 (inicio de la guerra en Ucrania). Desde ese momento, la Unión Europea busca sustituir el gas natural que importaba por gasoducto desde Rusia por GNL.

d) Implicancias del avance del GNL

El progresivo incremento de la participación del GNL dentro del comercio global de gas trajo aparejadas diversas repercusiones. Por un lado, tiende a relativizar la otrora fuerte asociación de la importación de gas natural con la contigüidad geográfica y la presencia de infraestructura de gasoductos. En cambio, aquellos países que cuentan con infraestructura de licuefacción (exportadores) y sobre todo de regasificación (importadores) de GNL tienden a acceder a un mercado con oferta crecientemente fungible y a productos con características convergentes y, cuando resulte necesario o conveniente, susceptibles de ser estandarizadas.

Por el otro, favorece la emergencia tanto de nuevos países productores de gas natural (en particular, de aquellos alejados de sus socios importadores) como de nuevos compradores. Lo segundo como consecuencia de la posibilidad de diversificar el origen de las compras, obtener mejores precios, ganar confianza al momento de invertir en infraestructura energética gasífera pensando en el largo plazo e incrementar la certidumbre de que, aún en escenarios mundiales adversos, dispondrán de oferta de gas en el mercado global.

En tercera instancia, el avance del GNL impulsa una convergencia relativa de las cotizaciones en el ámbito global. En primer lugar, a nivel del propio GNL: el incremento de la oferta tiende a disminuir las divergencias entre la cotización de referencia (*Japan Korea Marker* –JKM–, ver sección III.i) y las demás. Asimismo, la opción de importar GNL acota el margen de suba y la dispersión de las cotizaciones en los mercados regionales de gas y acelera el arbitraje de precios[8]. A pesar de esto, cierta disparidad en las cotizaciones persiste, en razón de la disponibilidad relativa de GNL en un momento dado, la capacidad de transporte, los costos de licuefacción y regasificación y el flete.

Finalmente, el mayor peso del GNL favorece el acortamiento de los plazos de los contratos de suministro de gas y la mayor prevalencia de la oferta *spot* (operaciones de corto plazo, con precios determinados por las condiciones de mercado vigentes al momento de la transacción), por disponer de un *pool* de oferta fungible de GNL.

Sin embargo, esta tendencia hacia la preponderancia de las operaciones *spot* del mercado se ve parcialmente acotada por dos factores: en primer lugar, la intención de algunos exportadores de asegurarse un precio mínimo y de ciertos importadores de garantizar un tope máximo, mediante la firma de contratos de suministro a mediano o largo plazo; en segunda instancia, por la búsqueda de algunos importadores de asegurar el suministro en cualquier contexto y contra diversas vulnerabilidades y amenazas (ver nota al pie 29), lo cual induce a ofrecer contratos más largos y con cotizaciones más generosas. En la actualidad, un 60% de los contratos vinculados a GNL resultan de largo plazo y el restante 40% corresponden al mercado *spot*, o de corto plazo.[9]

De este modo, el crecimiento en importancia del GNL introduce mayor versatilidad, resiliencia y complejidad en el comercio internacional de gas natural, así como mayor balance relativo entre países oferentes y demandantes.

[8] También presiona parcialmente al alza de la cotización doméstica del gas en los países productores y exportadores de GNL, notoriamente en EE.UU., como consecuencia de la brecha entre la cotización Henry Hub y el GNL JKM.
[9] IGU. *2026 World LNG Report*, pág. 7.

III- Estadísticas vinculadas al sector del gas natural y al GNL

a) Reservas, producción y consumo de gas natural en perspectiva comparada

A fin de visualizar un panorama global, la tabla 2 enlista los siete principales países a nivel mundial según 5 variables: se toma a la población y al consumo de energía como valores parámetro a fines de interpretar el resto de la tabla. Esta información se complementa luego con la tabla 3, dedicada exclusivamente al comercio mundial del gas natural y GNL.

1) Segundo demandante de energía del mundo, **EE.UU.** fue tradicionalmente el principal productor y consumidor de gas natural, y recuperó esa posición a partir de erigirse en el epicentro de la denominada revolución no convencional, que cristalizó en torno a 2005. También es el tercer principal importador de gas natural, en su práctica totalidad desde Canadá vía gasoducto. En contraste, se destaca la falta de correspondencia relativa en materia de reservas probadas, aspecto en el cual EE.UU. ocupa la quinta posición a nivel mundial. No obstante, es importante subrayar que las reservas probadas se estiman en función de la tecnología disponible y de la cotización vigente: EE.UU. se encuentra a la vanguardia con relación a la primera cuestión y exhibe una notable sensibilidad y capacidad de respuesta ante la segunda.

Hasta 2005, EE.UU. registró importantes saldos negativos en materia de gas natural. Con oscilaciones, comenzó a reducirlos y desde 2017 es exportador neto. En la última década, el consumo de gas natural de EE.UU. creció 2,7% por año, mientras que la producción se incrementó 4,7% en forma anual, lo cual expandió en forma sostenida sus saldos exportables.

Tabla 2. Ranking de países por variables relativas al gas natural y al GNL en 2025

Posición global	Población	Consumo de energía	Gas natural		
			Reservas probadas	Producción	Consumo
1.º	India	China	Rusia	EE.UU.	EE.UU.
2.º	China	EE.UU.	Irán	Rusia	Rusia
3.º	EE.UU.	India	Qatar	Irán	China
4.º	Indonesia	Japón	Turkmenistán	China	Irán
5.º	Pakistán	Corea del Sur	EE.UU.	Canadá	Canadá
6.º	Nigeria	Indonesia	Arabia Saudita	Qatar	Arabia Saudita
7.º	Brasil	Brasil	EAU	Australia	Japón
% mundial acumulado	51%	58%	66%	66%	59%

Fuente: CEI sobre la base de Banco Mundial (población), Energy Institute (consumo de energía) y OPEP (gas natural)

2) Rusia mantiene una posición destacadísima en reservas probadas, producción y consumo de gas natural a nivel mundial, al tiempo que pierde marginalmente posiciones como exportador tanto de gas natural como de GNL (tabla 3). Con respecto a sus ventas al exterior, corresponde destacar el impacto de la reducción de las compras vía gasoducto por parte de la Unión Europea a partir de la invasión rusa a Ucrania en febrero de 2022, parcialmente compensadas

por el incremento de las ventas a China. Las exportaciones de GNL de Rusia se oscilan en torno al 8% del total mundial desde 2019, con China, Japón y Francia como destinos principales.

3) En el siglo XXI, **China** emergió en forma acelerada como país consumidor e importador de gas natural. Entre el 2000 y el 2013 ascendió 16 posiciones en materia de consumo, hasta ocupar el tercer lugar desde entonces. Esto puede interpretarse como una "convergencia" de la situación de la República Popular en materia gasífera con respecto a su estatus de principal país consumidor e importador de energía del mundo, posición que ocupa desde 2009.

En paralelo, China también ganó posiciones en materia de producción de gas: era el vigésimo productor mundial en el 2000, pero desde 2023 es el cuarto y se encuentra muy cerca de superar al tercero (Irán). Entre el 2000 y el 2025 Pekín multiplicó por más de 10 su producción y ya produce cerca de 6% del total mundial.

4) Irán cuenta con la segunda reserva probada de gas natural (15%) y es el tercer productor a nivel mundial (6%), pero participó en apenas 0,6% de las exportaciones mundiales de gas. 97% de su producción se orienta al consumo doméstico. Esto resulta desde luego atribuible al aislamiento diplomático y comercial de la República Islámica y a las sanciones internacionales.

b) Reservas probadas

En primer lugar, corresponde distinguir entre reservas técnicamente recuperables y, dentro de estas, reservas probadas. Ambos tipos constituyen depósitos de gas natural, sean convencionales o no, extraíbles en función de la tecnología disponible. El factor que las diferencia es que las reservas probadas además pueden extraerse con provecho económico bajo las condiciones actuales (costos de extracción y cotización).

Por este motivo, el nivel de reservas probadas registra modificaciones (usualmente incrementos) en función de las mejoras en la eficiencia de la extracción, la baja de los costos de producción y los aumentos en las cotizaciones, mientras que la estimación en las reservas técnicamente recuperables depende de factores como la presencia geológica del recurso, el desarrollo de nuevas tecnologías de extracción o determinados avances en los conocimientos geológicos.

De esta forma, las reservas probadas no constituyen un *stock* fijo: el sector presenta una dinámica clara según la cual las perspectivas de demanda sostenida y de condiciones económicas favorables empujan la canalización de inversiones hacia la exploración y el desarrollo de yacimientos y la consiguiente ampliación de las reservas probadas.

En 2025 las reservas probadas de gas natural a nivel mundial alcanzaron los 220 billones de metros cúbicos[10]. En el último medio siglo, las reservas probadas de gas se triplicaron holgadamente (223% de incremento). A los niveles de demanda mundial de gas natural registrados en 2025 (4,2 billones de m^3), las actuales reservas probadas equivaldrían a aproximadamente 52 años de consumo[11].

A nivel de la distribución, el primer dato que resalta es la elevada concentración de las reservas probadas de gas natural: más de la mitad de ellas se encuentran en cuatro países, Rusia (19%),

[10] OPEP. *Annual Statistical Bulletin 2026*.

[11] En el último medio siglo, la ratio entre consumo y reservas probadas de gas osciló entre 52 y 68 años. Paradójicamente, el valor máximo, 68 años, se registró en 2001, uno de los períodos de máxima preocupación entre expertos por el eventual agotamiento de la disponibilidad de recursos (OPEP).

Irán (15%), Qatar (11%) y Turkmenistán (6%). Asimismo, se advierte la serie de faltas de correspondencia relativa entre a) niveles de reservas probadas de cada país, b) participación en el total de gas producido y c) peso en los totales exportados a nivel mundial, a los que ya se aludió, con EE.UU., Irán y Turkmenistán como casos más evidentes, por motivos contrapuestos entre sí. Finalmente, podemos destacar que, si se excluye a Rusia, los países europeos reúnen apenas 1,1% del total de reservas probadas de gas, la gran mayoría de ellas (69%) en Noruega.

Finalmente, las reservas técnicamente recuperables de gas triplican por demás las reservas probadas y fueron estimadas en 725 billones de metros cúbicos[12]. Un 18% de ese total se encontraría en América Latina y el Caribe y entre 1% y 3% en la Argentina[13].

c) Producción de gas natural

La producción de gas natural creció en forma sostenida el último cuarto de siglo. Pasó de 2,4 billones de m^3 en el 2000 a 4,3 billones de m^3 en 2025: un incremento de 78%.

Desagregado por países, destacan en forma estable dos productores principales, EE.UU. y Rusia, con 26% y 14% de la producción mundial de 2025, respectivamente. Durante todo el siglo XX y hasta la irrupción de la entonces Unión Soviética en los años 1970, EE.UU. fue el principal productor de gas a nivel mundial. A partir de 2011 Washington primero recuperó y luego consolidó esa posición dominante. En 2025 su producción de gas superó en un 79% a la de Moscú. EE.UU. pasó de producir el 22% del total mundial de gas natural en el 2000 al 26% en 2025. Por su parte, en los últimos 25 años la producción gasífera rusa creció en términos absolutos, pero registró un declive relativo en su participación global: pasó del 22% al 14% del total mundial.

Detrás de las dos principales potencias gasíferas del mundo, se encuentra Irán, desde 2009 el tercer productor a nivel mundial, tras superar a Canadá. Seguidamente, emerge China, ya abordada en la sección anterior.

Con respecto a Canadá, se destaca que tradicionalmente fue el tercer productor a nivel mundial, detrás de EE.UU. y Rusia, hasta que sus volúmenes totales se estancaron y luego declinaron moderadamente entre 2008 y 2015. A partir de 2016, Canadá comenzó a expandir nuevamente su producción.

En el año 2000, la producción gasífera de Qatar apenas superaba el 1% mundial. No obstante, entre 2006 y 2013 la misma se expandió agresivamente y en 10 años el país escaló 10 posiciones en el ranking global. Desde entonces, su producción se estabilizó y se mantuvo en torno a un 5% del total mundial.

Finalmente, Australia es un caso digno de mención, entre otras razones, por su cercanía geográfica relativa con los principales mercados importadores de GNL del mundo. Este país explicaba poco más del 1% de la producción mundial en el año 2000, pero una década después comenzó a expandir sus capacidades y ya para 2019 las había casi quintuplicado en términos absolutos. En 2025 fue el séptimo productor mundial, con 3,6% del total.

[12] Estimación del Foro de Países Exportadores de Gas (GECF).
[13] GECF. *Annual Gas Market Report 2026*, , pág 86, y Secretaría de Energía de la República Argentina. Respecto de las reservas argentinas, ver sección VI. C.

d) Consumo de gas natural

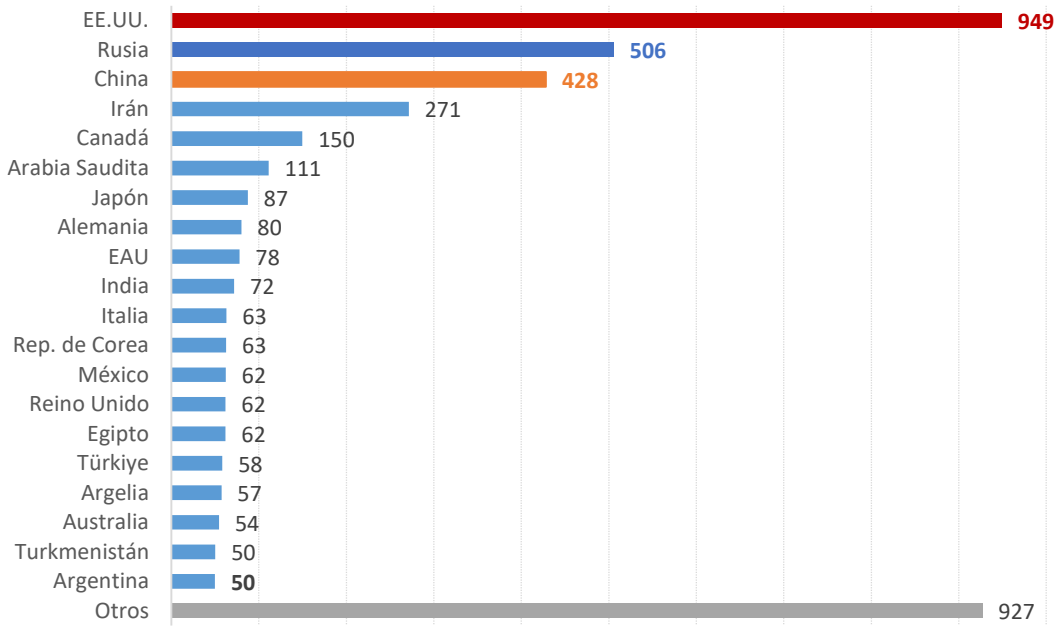
Entre 2000 y 2025, la demanda de gas natural a nivel global se expandió a una tasa anual promedio de 2,3% y el consumo total se incrementó un 75% (de 2,4 billones de m^3 a 4,2 billones de m^3 anuales). Lógicamente, estas tasas resultan muy similares a las correspondientes a la producción de gas natural a nivel mundial[14].

Dentro de los principales países consumidores de gas del mundo, aquel cuya demanda ha crecido a mayor tasa anual promedio en el último cuarto de siglo fue China (casi 12%). La República Popular consumió en 2025 casi 16 veces más gas que en el 2000. También se destaca el crecimiento anual del consumo de gas en el último cuarto de siglo de Turkmenistán (casi 8%), Omán, Qatar, Irán, Türkiye, India, Corea del Sur y Egipto, en ese orden.

Más allá de la elevada participación en el consumo mundial de gas natural de tres países (EE.UU., Rusia y China, los cuales concentran el 44% del total), la demanda de gas a nivel mundial incorpora cada vez más naciones. Así, en lo que va del siglo XXI la cantidad países que demandó al menos 20 millones de m^3 de gas para su consumo anual pasó de 25 a 37.

Gráfico 5. Consumo de gas por países en 2025

En millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de OPEP

e) Comercio global de gas natural y de GNL en perspectiva comparada

1) La tabla 3 permite en primera instancia comparar los grados de concentración relativa entre exportaciones e importaciones de gas natural vía gasoducto y de GNL.

En ambos casos, gas natural y GNL, las exportaciones están considerablemente más concentradas que las importaciones. Esto se explica, a nivel del comercio por gasoducto, por motivos más bien estructurales: el constreñimiento geográfico favorece el surgimiento de

[14] La diferencia entre la producción total de gas natural a nivel mundial y el consumo efectivo se explica, entre otras razones, por cuestiones metodológicas y por el apartamiento para constituir reservas estratégicas por parte de algunos estados, notoriamente China, EE.UU., Alemania, etc.

potencias regionales orientadas a abastecer en forma simultánea a más de un país (notoriamente, Noruega y Rusia).

En cambio, en el caso del GNL, se puede atribuir la elevada concentración en las exportaciones a razones tecnológicas y, por lo tanto, potencialmente transitorias: con relativa independencia de su ubicación geográfica, a medida que los países que cuentan con saldos exportables de gas natural adquieran la capacidad de licuarlos y exportarlos, podrán participar del floreciente comercio internacional de GNL.

Además, cabe resaltar que los totales de exportaciones y de importaciones (66% y 47%) se encuentran considerablemente más distribuidos respecto a las exportaciones e importaciones al distinguir el comercio por gasoducto y GNL. Ello es así porque los totales combinan la lista de países que se destacan específicamente como exportadores o importadores vía gasoducto (por ejemplo, Noruega y Alemania) así como aquellos que lo hacen como vendedores o compradores de GNL (Qatar y Australia en el primer caso y Japón y Corea del Sur en el segundo). De este modo, el crecimiento del peso del GNL dentro del comercio internacional de gas natural amplía el número de países participantes y desconcentra la distribución.

Tabla 3. Ranking de países por participación en comercio de gas natural y de GNL en 2025

Posición global	Exportaciones			Importaciones		
	Gasoducto	GNL	Total	Gasoducto	GNL	Total
1.º	Noruega	EE.UU.	EE.UU.	EE.UU.	China	China
2.º	Rusia	Qatar	Qatar	Alemania	Japón	Alemania
3.º	EE.UU.	Australia	Rusia	China	Corea del Sur	EE.UU.
4.º	Canadá	Rusia	Noruega	México	India	Japón
5.º	Turkmenistán	Malasia	Australia	Italia	Taipéi Chino	México
6.º	Argelia	Nigeria	Canadá	Türkiye	Francia	Corea del Sur
7.º	Azerbaiyán	Omán	Argelia	Reino Unido	España	Italia
% mundial acumulado	87%	82%	66%	74%	63%	47%

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute (gasoducto y GNL) y OPEP (totales)

2) En lo que respecta al GNL, resulta digno de mención que el patrón geográficamente distribuido de los principales siete países exportadores (que incluye países de los cinco continentes, EE.UU., Qatar, Australia, Rusia y Nigeria) contrasta con la concentración a nivel de los países y regiones importadoras (Asia-Pacífico explicó 62% de las importaciones de GNL de 2025 y China, Japón, Corea del Sur, India y Taipéi Chino por sí solas reúnen 54%).

3) A nivel exportaciones, **EE.UU.** y **Rusia** tienen una posición destacada tanto vía gasoducto como bajo la modalidad GNL. Sin embargo, las mayores oportunidades exportadoras de EE.UU. en el corto y mediano plazo se encuentran en el GNL, mientras que para Rusia se vinculan con el abastecimiento vía gasoducto a China.

4) A pesar de contar con 3,1 millones de habitantes, **Qatar** es el tercer país del mundo en materia de reservas probadas de gas (11%) y el sexto productor gasífero (5%) (tabla 2). Su participación en las exportaciones de gas natural (13%) y, en particular, de GNL (19%) resulta aún más descollante. En la última década, las exportaciones de gas de Doha crecieron 39%,

cuatro veces más que su consumo interno (10%), lo cual incrementó sus saldos exportables. Qatar exporta 80% de su producción de gas.

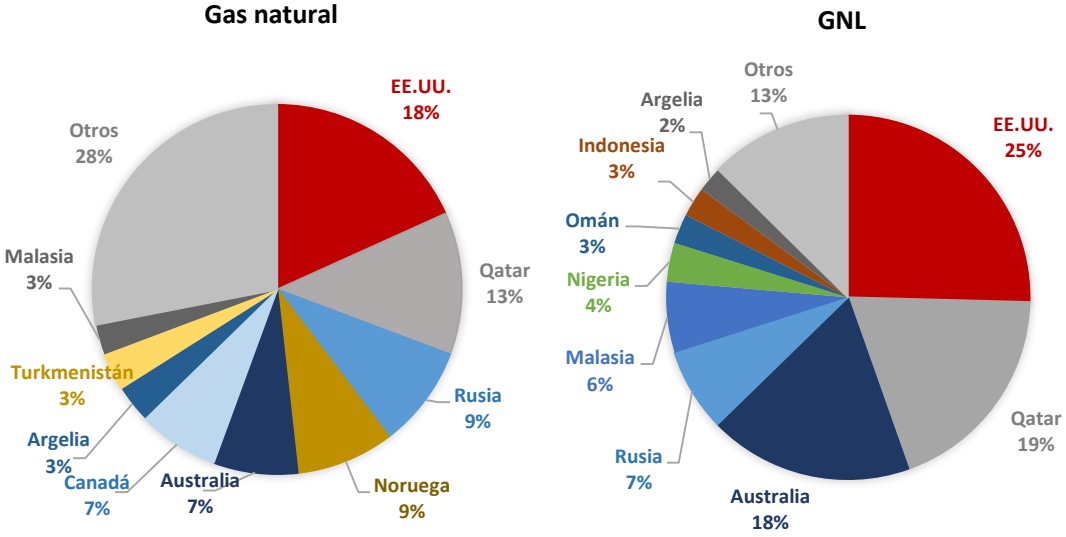
Sin embargo, los ataques iraníes a su planta de licuefacción de Ras Laffan de marzo de 2026, el bloqueo del estrecho de Ormuz (la salida de los buques metaneros) y, poco después, los ataques a los gasoductos que atraviesan Arabia Saudita (la salida alternativa para el gas) inyectaron una dosis de incertidumbre respecto de las ambiciosas proyecciones exportadoras de Doha.

5) Australia se destaca en materia de producción de gas (séptima posición mundial) y más aún, dado su relativamente bajo consumo doméstico y, por consiguiente, considerables saldos remanentes. Debido su carácter insular, la totalidad de sus exportaciones de gas natural tienen lugar bajo la modalidad de GNL (tercera en el ranking de exportadores). Resulta particularmente relevante la cercanía geográfica de Australia respecto a los cinco principales países importadores de GNL del mundo.

6) Cabe mencionar el caso especial de los cuatro países miembros de la Unión Europea que constan en la tabla 3 y de Noruega. En este sentido, tomados en forma colectiva los países que integran la UE explican 23% de las importaciones de gas natural del mundo y el resto de los países europeos un 14% adicional[15]. Noruega se destaca por sus exportaciones vía gasoducto, 75% destinadas a la UE y el restante 25% a otros países europeos. A pesar de que parcialmente el mercado de la UE está organizado regionalmente (con puertos regasificadores que luego distribuyen a otros países por gasoducto), Alemania e Italia resaltan específicamente como importadores vía gasoducto y Francia y España como compradores de GNL.

f) Principales países exportadores de gas en general y de GNL en 2025

Gráficos 6 y 7. Exportaciones de gas natural y de GNL por país en 2025



Fuente: CEI sobre la base de OPEP (total gas natural) y Energy Institute (GNL)

Al comparar la distribución por país en las exportaciones de gas natural en general (gráfico 6) con las correspondientes a GNL en particular (gráfico 7) surge lo siguiente:

[15] Aunque no figuran en forma colectiva en la tabla 3, en 2025 los países de la UE importaron 25% del GNL intercambiado y el resto de los países europeos un 5% adicional.

- Las respectivas participaciones de EE.UU., Qatar y Australia en las exportaciones de GNL se incrementaron marcadamente (en 7, 6 y 11 p.p. según el caso). En este sentido, cabe destacar que cerca de un 58% de las exportaciones de gas de EE.UU. en 2025 correspondieron específicamente a GNL. En el caso de Qatar, la participación del GNL sobre el total de gas exportado en 2025 alcanzó un 64%. Finalmente, la totalidad de las exportaciones gasíferas de Australia constituyen ventas de GNL;
- La diferencia entre la participación de Rusia en las exportaciones de gas natural (9%) y de GNL (7%) se explica porque unos dos tercios de las exportaciones de gas de Rusia de 2025 fueron realizadas vía gasoducto, al tiempo que el 34% restante fueron GNL;
- Por su parte, Noruega y Canadá, países que se destacan como los productores número cuatro y seis de gas natural a nivel mundial (con 9% y 7% respectivamente), no aparecen en el gráfico 7: Noruega exporta cerca del 96% de su producción de gas por gasoducto, al tiempo que Canadá recién comenzó a producir GNL en 2025, en volúmenes aún reducidos;
- Malasia, Nigeria, Omán, Indonesia y Argelia, incluidos en la categoría "Otros" en el gráfico 6, emergen, gracias a contar con capacidad de licuefacción, en el gráfico 7. Malasia y Omán exportan gas casi exclusivamente como GNL. A su vez, más del 70% de las exportaciones de gas de Nigeria e Indonesia y un 29% de las de Argelia son bajo la modalidad de GNL.

g) El mercado global del GNL

Entre el 2000 y 2025 el comercio total de GNL a nivel mundial se expandió a una tasa anual de 6,3% y, de punta a punta, se multiplicó por un factor de 4,6. En 2025 alcanzó un volumen total equivalente a 578.000 millones de m^3.

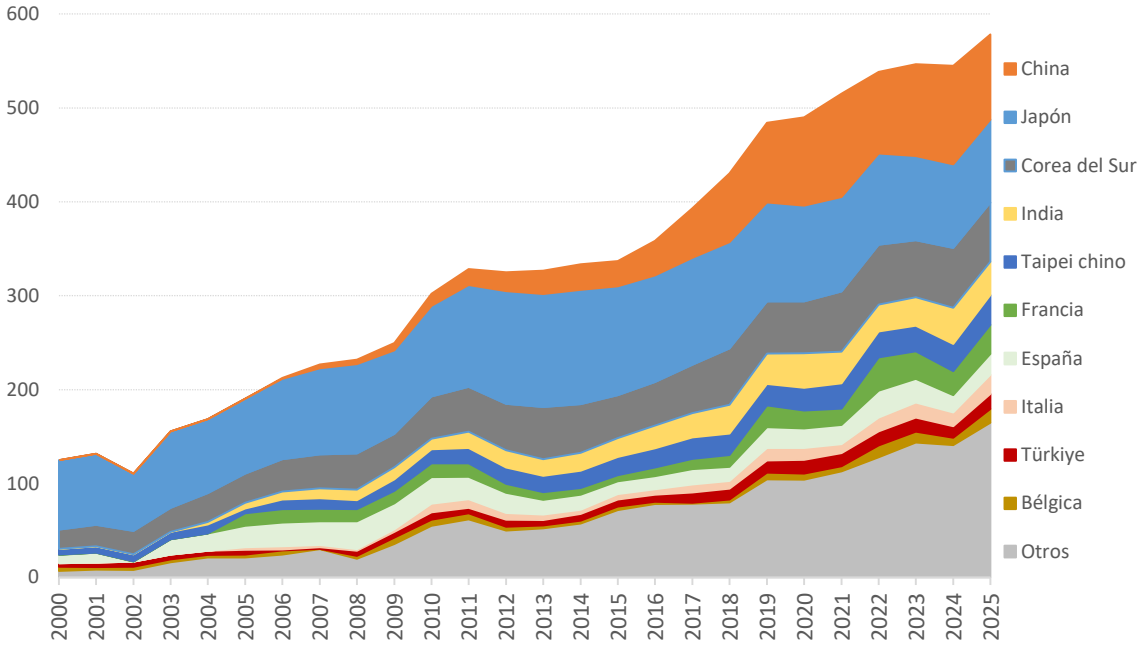
El comercio de GNL se ha expandido en ciclos[16]. Los dos principales períodos de crecimiento del comercio de GNL en los últimos 25 años tuvieron lugar en 2002-2010 (suba acumulada de 170%) y en 2016-2021 (un 50% adicional). Luego de un período de crecimiento bajo en 2021-2024, el comercio de GNL recuperó impulso en 2025 (subió 6%).

En los últimos 25 años el mercado de GNL se diversificó también a nivel de los países participantes, conforme se difundía la infraestructura de licuefacción, transporte y regasificación. En concreto, entre 2000 y 2025 el total de países exportadores de GNL se duplicó, pasó de 12 a 24, y el número importadores se quintuplicó, creció de 10 a 50[17] .

[16] IEA. *World Energy Outlook, pág.* 68.
[17] IGU 2026.

Gráfico 8. Evolución de la distribución de las importaciones de GNL (2000-2025)

En miles de millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

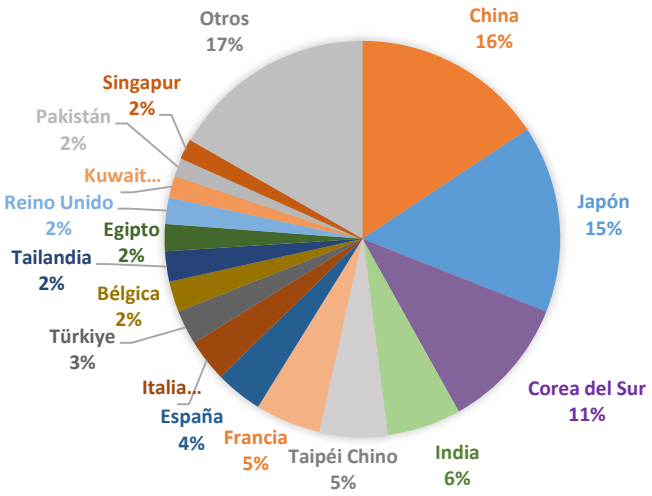
En el 2000 cuatro países explicaban el grueso de la importación de GNL a nivel mundial. Japón lideraba de forma abrumadora con el 59%, seguido de Corea del Sur con el 16% y la Unión Europea con el 11% (principalmente, España con el 7% y Bélgica con el 4%). En cambio, en 2025, el comercio de GNL fue no solamente 3,6 veces mayor al del 2000, sino que también estuvo mucho menos concentrado. Entre otras cuestiones, ningún país superó en forma unitaria el umbral de 16% del total.

Si se toma a la UE de manera conjunta, entre 2000 y el 2025 las importaciones de GNL del bloque se multiplicaron por 10 y explicaron el 25% del total global de este último año. En lo que va del siglo XXI, las importaciones de Francia y de Italia se expandieron a tasas anuales muy aceleradas (partiendo de una base muy exigua). También crecieron fuertemente las importaciones de otros de los miembros de la UE. El bloque expandió sus compras de GNL del exterior por oleadas: en 2003-2005 (en el marco de la reducción de la oferta de gas vía gasoducto por parte de Países Bajos y Reino Unido); 2019 (acopio oportunista por baja en la cotización del GNL) y de 2022 (sustitución del gas ruso en el marco de la invasión a Ucrania).

A nivel de países considerados en forma unitaria, **China** comenzó a importar GNL en 2006 y desde entonces el ritmo de sus compras se expande a una tasa anual de 26%. En 2025 sus importaciones de GNL eran 85 veces mayores a las de 2006. La República Popular es el principal importador del mundo desde 2023 (año en que superó a Japón), pero tanto en 2024 como en 2025 sus importaciones totales disminuyeron. En el contexto de la situación registrada en el estrecho de Ormuz desde fines de febrero pasado, existe la posibilidad de que las importaciones de China registren una baja adicional en 2026.

Gráfico 9. Principales importadores de GNL en 2025

En % y en miles de millones de m^3



China	91
Japón	89
Corea del Sur	63
India	35
Taipéi Chino	32
Francia	31
España	22
Italia	20
Türkiye	16
Bélgica	14
Tailandia	14
Egipto	13
Reino Unido	12
Kuwait	10
Pakistán	9
Singapur	9
Malasia	3
Brasil	3
Chile	3
Argentina	**1**
EAU	1
Canadá	1
México	1
Otros	85
Total	**578**

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

En lo que atañe a **Japón**, sus importaciones de GNL continuaron expandiéndose hasta el año 2011; sin embargo, desde 2013 se encuentran en descenso. Japón pasó de importar el 59% del total mundial en el 2000 a 15% en 2025. Aun así, en la actualidad el país sigue siendo el segundo principal importador de GNL del mundo (tercero si se toma a la UE en tanto bloque).

En los últimos 25 años Corea del Sur triplicó sus compras de GNL. Seúl se posicionó como el segundo principal importador de GNL, detrás de Japón, hasta que en 2017 fue superada por China. Desde entonces, se mantiene en la tercera posición, con compras totales que permanecen en niveles muy estables desde 2021.

India comenzó a importar GNL a partir de 2004 y desde entonces multiplicó por 13 sus compras totales. Sus importaciones anuales de GNL crecen consistentemente a una tasa promedio de 6% en términos interanuales desde 2011.

Al analizar exclusivamente el año 2025, corresponde remarcar que los cinco principales compradores de GNL en el mundo fueron países o regiones asiáticas, los cuales explicaron en forma colectiva casi 54% de las importaciones: China, Japón, Corea del Sur, India y Taipéi Chino. Luego siguen cuatro países europeos, además de Türkiye. El gráfico permite advertir el creciente número de países importadores de GNL por fuera de los principales, tanto al interior de la UE como en el resto del mundo.

h) Infraestructura global vinculada al GNL

La inversión en la infraestructura vinculada al GNL constituye al mismo tiempo:

1) una condición habilitante necesaria para que el comercio del GNL aumente;
2) un indicio de las proyecciones de demanda realizadas por los diferentes países y empresas oferentes y demandantes;

3) un factor impulsor del comercio de GNL en sí mismo, empujado por la búsqueda de efectivizar el retorno de inversión y la amortización del capital por parte de los inversores y
4) una prueba de que cada vez más países y mercados invierten en la generación de márgenes de redundancia y colchones de amortiguación ante disrupciones en la oferta, lo cual consolida la transición de una lógica de *just-in-time* a otra de *just-in-case*.

Los nodos fundamentales en la cadena internacional del GNL son las capacidades de licuefacción del gas natural, la de transporte del producto licuado (flota de buques metaneros) y la de su regasificación.

La **capacidad de licuefacción global** del gas natural alcanzó en 2025 un total equivalente a 713.000 millones de m^3 de gas[18] . Ello representa un incremento de 6% respecto de 2024 y una capacidad total de licuefacción que supera en 23% el volumen total de GNL comercializado en 2025.

Los países con mayor capacidad de licuefacción a 2025 son EE.UU. (22%), Australia (16%), Qatar (15%), Rusia (7%), Malasia (6%), Indonesia (6%) y Argelia (5%).

Un 3% de la capacidad de licuefacción de? gas mundial corresponde a la modalidad en unidades flotantes (FLNG, por su sigla en inglés), los cuales en conjunto cuentan con capacidad para licuar unos 22.500 millones de m^3 de gas. El esquema de licuefacción FLNG está atravesando un proceso de alto crecimiento a nivel mundial, que le permite complementar la capacidad de licuefacción *onshore.*

De hecho, en el contexto en el cual el mercado global de GNL se encuentra altamente concentrado en EE.UU., Qatar y Australia, el FNLG ofrece la posibilidad a otros países (como la Argentina) de adquirir un nuevo canal de exportación de sus recursos gasíferos, participar del mercado del GNL internacional y aprovechar así la ventana de oportunidad actual. La totalidad de la capacidad de producción de GNL bajo negociación y operacionalización en Sudamérica y África occidental corresponde a FLNG[19] .

En este sentido, tanto la velocidad de entrega de las unidades FNLG como las dimensiones y capacidades de licuefacción total de los buques se están incrementando, lo cual permite proyectar que la participación de esta modalidad pasaría en los próximos años del 3% actual a cerca de un 10%[20].

De manera paralela, en 2025 alcanzaron la etapa de decisión final de la inversión un conjunto de proyectos que incrementaría en 13% la capacidad de licuefacción mundial. Entre ellos se puede mencionar el primer proyecto de licuefacción de gas de la Argentina, en este caso flotante (ver sección VI).

De concretarse todos proyectos en un estadio previo a la aprobación final de inversión, la actual capacidad de licuefacción de gas a nivel mundial se triplicaría. La mayor parte de estos

[18] Este valor surge de multiplicar el valor provisto por la International Gas Union en el *2026 Outlook* de 524,5 millones de toneladas anuales (MTPA, por su sigla en inglés) de capacidad de licuefacción por el factor de conversión provisto por el Energy Institute: 1,36.
[19] Wood Mackenzie (2026) *Floating LNG's role in unlocking the next generation of global gas supply*, septiembre.
[20] Ibídem.

proyectos están concentrados en EE.UU. (35%), Canadá (21%), Rusia (15%) y diversos países africanos (11%)[21].

En 2025 la **flota global de metaneros** alcanzó los 804 buques. La incorporación de 79 nuevas unidades representó un incremento de 8% respecto del año previo. A su vez, los buques tienden a incrementar sus dimensiones, lo cual redunda en mayor capacidad y en menor cantidad de viajes (6.870 en 2025)[22] .

La **capacidad de regasificación de GNL** a nivel mundial alcanzó en 2025 un total de 1,5 billones de m^3, distribuidos en 50 países. Ello representa un incremento de 6% respecto de 2024. La capacidad total de regasificación alcanzó así un nivel 2,6 veces mayor al efectivo comercio de GNL de 2025. De allí que la utilización efectiva de esta infraestructura fue de 39%[23]. De hecho, los proyectos de regasificación en construcción a nivel mundial en 2025 expandirían en un 20% la capacidad total, lo que aumentaría los márgenes de redundancia. Los países que concentran la nueva inversión en capacidad de regasificación de GNL pertenecen a las regiones de Asia, África y Europa.

La acumulación de márgenes de redundancia a nivel de las capacidades de licuación, transporte y regasificación se combinan con la preferencia por modalidades que ofrecen mayor flexibilidad. En efecto, buena parte de la inversión en los últimos años se destinó a unidades de regasificación flotantes, que ofrecen mayor versatilidad e insumen menos tiempo operativo antes de estar disponibles. En 2025, 19% de la capacidad de regasificación mundial correspondió a unidades flotantes, con una capacidad anual de regasificación equivalente a 294.000 millones de m^3 de gas natural[24] .

i) Cotizaciones regionales del gas natural y cotización del GNL

Por diferentes motivos, la evolución de las cotizaciones del GNL a nivel de los contratos y entre países exportadores e importadores resulta compleja e intrincada. A pesar de ello, es posible aludir a un conjunto limitado de tendencias generales.

En primer lugar, al tratarse de un mercado relativamente pequeño y de limitada liquidez y al no existir un valor de referencia del gas natural a nivel global (sino distintas cotizaciones regionales), los contratos de compraventa de GNL solían contener, hasta hace algunos años, cláusulas que indexaban el precio de compra según el barril de petróleo. En contraste, el gradual crecimiento del comercio del GNL a nivel mundial, en volumen, liquidez, valor total y número de países oferentes y demandantes, permitió que emergiera un indicador de referencia que responde a factores específicamente vinculados a la producción y al comercio de gas natural y de GNL: la cotización JKM (*Japan Korea Marker*).

[21] Ibídem.
[22] International Gas Union (2026). *World LNG Report*, pág. 12.
[23] Ibídem.
[24] Ibídem, pág. 12 y 13.

Gráfico 10. Evolución mensual de la cotización de GNL Japón (2000-2025)

US$ por millón de BTU

Fuente: CEI sobre la base de Banco Mundial

La JKM tiene origen histórico en el peso determinante que Japón y, en segundo lugar, Corea del Sur tenían en las importaciones de GNL desde las décadas de 1970 y 1980 respectivamente. Su relevancia internacional se explica, entre otros factores, por el peso que mantiene la región de Asia-Pacífico en el comercio mundial de GNL (62% de las importaciones mundiales en 2025).

En los últimos 25 años, la cotización JKM asimiló buena parte de las transformaciones a las que se ha aludido hasta ahora:

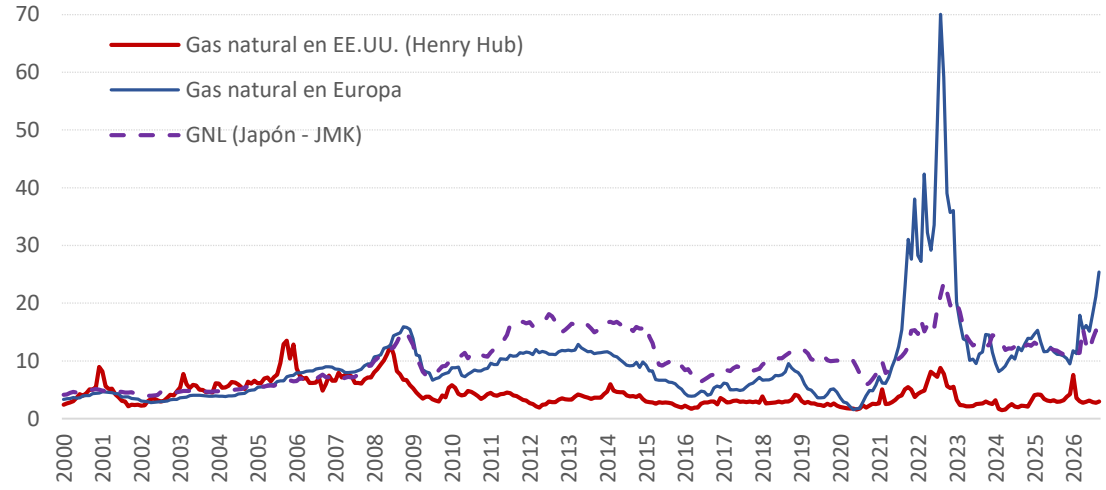
- expandió su relevancia geográfica hasta constituirse en la principal referencia para el comercio de GNL en Asia. Es decir, los vaivenes en su valuación reflejaron el crecimiento en las participaciones de China, India y Taipéi Chino;
- incorporó tanto la gradual tendencia en favor de las operaciones *spot* del comercio internacional de GNL (para convertirse en la principal referencia al momento de seguir los movimientos de precios de corto plazo del GNL a nivel global) como la creciente liquidez del mercado de GNL, conforme se expandían los volúmenes intercambiados en Asia, en Europa y en el resto del mundo;
- progresivamente asimiló la novedad del crecimiento de los EE.UU. como principal exportador de GNL del mundo. En concreto, al comparar la evolución de la cotización del gas natural en EE.UU. (Henry Hub) con la JKM, puede apreciarse que, a partir de 2016, cuando las exportaciones estadounidenses de GNL comenzaron a acelerarse, ambas referencias empezaron a exhibir una mayor sincronización (gráfico 11). En especial en los últimos años, la cotización JKM se encuentra cada vez más influida por las condiciones de precio del Henry Hub, a las que corresponde agregar los costos de licuefacción y transporte desde EE.UU. hasta los mercados de destino en Asia. La correa de transmisión de esta influencia del precio del GNL sobre el precio doméstico son los contratos de exportación de EE.UU.;
- absorbió los diferentes shocks registrados en los últimos 25 años, entre los que cabe destacar la crisis financiera de 2008-2009, el desplome del petróleo en 2009, el considerable aumento de las importaciones de Japón post Fukuyima, la pandemia de COVID 19, la robusta recuperación a partir de 2021, la espiralización del precio del gas natural en Europa a partir de la invasión rusa a Ucrania de febrero de 2022 y el bloqueo del estrecho de Ormuz cuatro años después.

En paralelo, también resulta relevante la cotización TTF (*Title Transfer Facility*) de los Países Bajos, en especial como referencia europea y a pesar de no constituir un indicador propiamente dicho del mercado de GNL. TTF es el principal *hub* de negociación de gas natural de Europa, donde confluyen comercialmente volúmenes procedentes desde Noruega, Argelia y Rusia vía gasoducto y de las plantas de regasificación del GNL importado desde EE.UU., Qatar y el resto del mundo. Su importancia como referencia a nivel regional y mundial se ha incrementado conforme Europa aumentó su dependencia del gas licuado: en 2025, la UE explicó 25% de las importaciones mundiales de GNL y el resto de Europa un 5% adicional.

La complejidad del panorama actual en materia de cotización del GNL obedece en buena medida a que el avance relativo de las operaciones *spot* de los contratos y el arbitraje de precios constituyen dinámicas parciales, con despliegue acotado. Como ya se indicó, algunos países exportadores e importadores buscan asegurarse precios mínimos y máximos respectivamente, acordando volúmenes de suministro con precios diferentes a la cotización JKM. A su vez, el arbitraje de precios, aunque influido por la evolución de los mercados regionales de gas natural y por la oferta global de GNL, no puede neutralizar completamente los costos asociados a la licuefacción y al flete de los buques metaneros (factor geográfico).

Gráfico 11. Evolución mensual de la cotización del gas natural, EE.UU. y Europa (2000-2025)

US$ por millón de BTU



Nota: El precio en EE.UU. corresponde a la cotización spot del Henry Hub (Lousiana) y el gas en Europa toma como referencia, desde 2015, el TTF (Países Bajos).
Fuente: CEI sobre la base de Banco Mundial

IV- Factores que impulsan la demanda futura del gas natural y GNL

a) El crecimiento de la demanda energética en general

La demanda energética global creció a un promedio de 1,8% en el último cuarto de siglo. Sin embargo, ese valor engloba marcadas disparidades en las tasas según regiones y países. Así, se destaca el elevado crecimiento del consumo energético de Vietnam (el cual se septuplicó en 25 años); de China (que lo cuadruplicó y constituye el principal demandante del mundo) y de India (que lo triplicó y se ubica en el tercer lugar). También se destacan, por la negativa, Japón (su consumo energético cayó 26% desde el 2000, pero el país se mantiene como el quinto principal demandante a nivel global) y Alemania (su demanda cayó 29%).

Todos los escenarios para el corto y mediano plazo elaborados por diferentes organismos vinculados al sector energético a nivel mundial tienden a converger en su previsión sobre los incrementos sostenidos en la demanda energética global.

Sin embargo, las proyecciones difieren en sus estimaciones con relación a: a) cómo se distribuirán las tasas de crecimiento de dicha demanda según países y regiones; b) cuán rápido avanzará el proceso de electrificación; y c) el patrón de distribución por fuentes energéticas en el mediano y sobre todo en el largo plazo (con qué grado de celeridad crecerá la demanda de fósiles, en especial gas natural y petróleo, de la fuente nuclear, solar, eólica, etc.)[25].

Entre los principales factores que impulsarían el incremento de la demanda energética en las próximas décadas cabe mencionar:

- **El incremento previsto en la población mundial**, particularmente en los países en desarrollo (según Naciones Unidas pasaría de 8.300 millones en 2026 a 10.300 millones a mediados de la década de 2080);
- **El aumento de las necesidades energéticas *per cápita***, tanto en países en desarrollo como avanzados, en un contexto en que las expectativas de consumo son constantemente redefinidas y ampliadas[26];
- **La continuidad del proceso de urbanización, modernización y desarrollo económico**, el cual en las próximas décadas tendría como epicentro a países en el Sudeste Asiático, Medio Oriente, Latinoamérica y África. Algunas de las naciones ubicadas en estas regiones serían las que más incrementarían su demanda energética y de construcción de infraestructura urbana y logística básica en la próxima década y más allá[27];
- **El incremento de la demanda energética en los usos tradicionales**. Por ejemplo, en un contexto de mayor frecuencia y duración de eventos climáticos extremos, se prevén mayores necesidades energéticas para acondicionamiento y calefacción;
- **El incremento en el número de usos posibles de la energía**, en especial bajo la forma de la electricidad. El ejemplo más notorio es el reciente y vertiginoso incremento de la demanda eléctrica en el marco de la proliferación de *data centers* y centros de desarrollo de la IA[28];
- **La incertidumbre geopolítica y la necesidad de generar márgenes de redundancia.** La acumulación de eventos disruptivos de diferente tipo (entre los que destacan la repercusión de la invasión rusa a Ucrania de febrero de 2022 y el bloqueo del estrecho

[25] En general, al realizar estimaciones a nivel global la incertidumbre relativa es menor, porque se promedian diferentes países y regiones: la demanda energética de algunos podría crecer más de lo previsto y la de otros menos, compensándose mutuamente. En cambio, las estimaciones por países están expuestas a cualquier imponderable que afecte de manera específica a dicha nación.

[26] Al respecto, la célebre "paradoja de Jevons" postula que las ganancias en eficiencia energética tienden a incentivar, paradójicamente, incrementos en el consumo total: la mayor eficiencia relativa en el aprovechamiento de una fuente de energía genera reducciones en el precio y, por lo tanto, crea incentivos para desarrollar tecnologías que empleen dicha fuente. Esto redunda en un incremento de la demanda total, la cual primero compensa, pero luego excede el ahorro inicial de energía que se había logrado.

[27] IEA (2025). *World Energy Outlook 2025,* pág. 20.

[28] En el período 2000-2025 la demanda eléctrica de los centros de datos a nivel global casi se duplicó, ya representa 2,4% de la generación eléctrica del planeta y todo indica que seguirá creciendo a una tasa elevada, aunque difícil de proyectar. Ello en un contexto de fuerte disparidad entre países, según el cual EE.UU. concentra 40% de la demanda eléctrica mundial para centros de datos y China otro 26%.

de Ormuz desde febrero de 2026)[29] y su dilación en el tiempo movilizaron a diferentes países a desarrollar un amplio abanico de medidas. Notoriamente, a) acumulación de reservas estratégicas de petróleo y gas; b) expansión de las capacidades domésticas de producción de energía; c) exploración de fuentes energéticas alternativas; y d) preparación de planes de contingencia capaces de administrar potenciales shocks en la oferta energética. Varias de estas medidas involucran generar infraestructura y capacidad redundante y mantener capacidad ociosa ante diferentes escenarios. Es decir, sacrificar eficiencia económica a cambio de mayor certidumbre productiva al momento de planificar inventarios y cadenas de suministro energético;

- **Las pérdidas y la baja tasa de aprovechamiento energético que se obtiene de las fuentes fósiles al promediar los distintos usos finales.** Tanto las fases de producción y transformación (en la jerga, *upstream*) como transporte y utilización de las fuentes fósiles (*downstream*) generan considerables pérdidas, que pueden implicar el desaprovechamiento de más del 80% de la energía primaria[30]. La reducción de estas pérdidas resulta técnicamente compleja, implica una inversión constante en la mejora y el mantenimiento de la infraestructura y del equipamiento y, en última instancia, encuentra un límite termodinámico (la inevitable degradación en el aprovechamiento de la energía al ser transformada). Por ese motivo, cualquier proyección de demanda futura, en especial para el corto y mediano plazo, debe descontar del total de demanda energética primaria de fuente fósil las pérdidas inherentes a la utilización del capital físico y energético disponible.

b) La evolución gradual de la matriz energética

Típicamente, el tiempo necesario para atravesar las distintas etapas en los usos de una fuente de energía primaria (desde su introducción, difusión y progresiva expansión de sus usos posibles, maduración y ganancias en eficiencia) suele ser considerable y prolongado[31].

Al respecto, los sistemas energéticos nacionales (en particular los más maduros y los de mayor escala) suelen evolucionar siguiendo una lógica de adición y "apilamiento" de fuentes y no a partir de la abrupta sustitución de unas por otras en nítidas fases.[32] Como se visualiza en el

[29] En una larga lista a la cual corresponde agregar la pandemia de COVID 19; el bloqueo accidental del canal de Suez en marzo de 2021; la voladura de los gasoductos Nordstream I y II de septiembre de 2022; las sequías que afectaron al Canal de Panamá en 2023 y 2024; las guerras en Oriente Medio desde el ataque a Israel del 7 de octubre de 2023; los ataques en el estrecho de Bab al-Mandab desde noviembre de 2023; los ataques de Irán a infraestructuras hidrocarburíferas en Qatar y Arabia Saudita desde marzo de 2026; la captura de Nicolás Maduro en enero de 2026, etc. Entre otras consecuencias directas, recientemente se ha difundido la práctica de que las nuevas inversiones energéticas en distintos lugares del mundo incorporaran medidas y diseños de protección ante ataque con drones.

[30] Entre las pérdidas podemos mencionar el venteo voluntario y el accidental; la quema de gas (*flaring*); la baja tasa promedio de aprovechamiento del potencial energético en la conversión a electricidad; las pérdidas físicas de inventario del carbón, petróleo o gas durante el transporte terrestre o marítimo; y la energía residual no utilizable o no utilizada en la fase de consumo final (por ejemplo, todos los motores de combustión interna generan calor residual, en la mayoría de los casos no utilizado o directamente no utilizable). Aunque también la generación, transmisión y utilización de la electricidad implica el no aprovechamiento o cierto nivel de rechazo, los mismos resultan muchísimo menores a las correspondientes a la cadena de transformación de las fósiles que va de la fuente primaria al uso final y la energía útil.

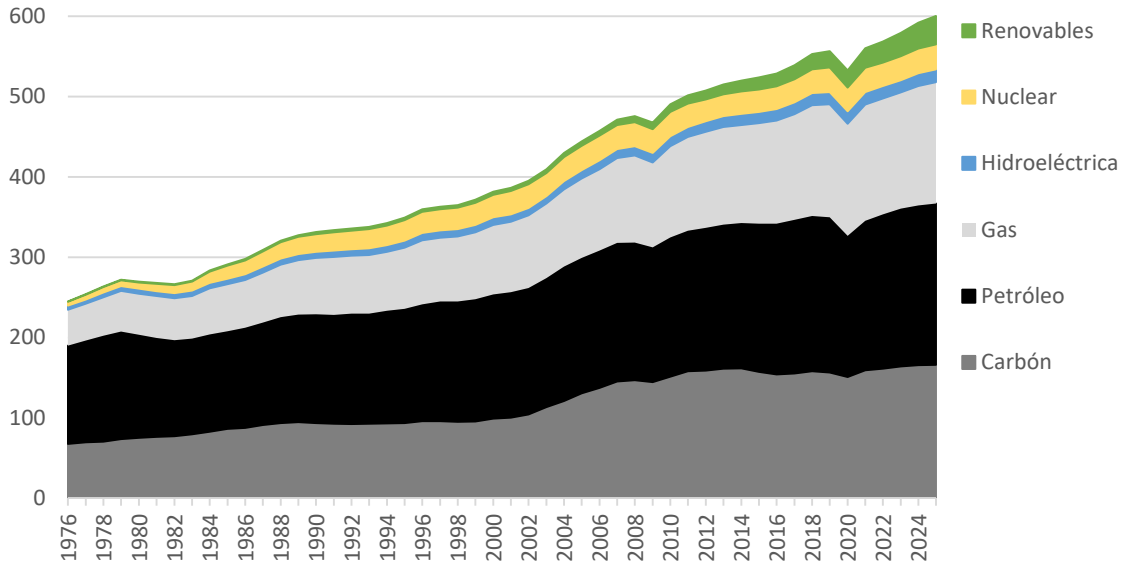
[31] Idea usualmente desarrollada por el autor checo-canadiense Vaclav Smil.

[32] Aunque existen algunas excepciones, generalmente las mismas refieren a mercados energéticos de dimensiones acotadas o en fases iniciales de desarrollo. Por ejemplo, la Argentina de principios de siglo XX, cuando a partir del descubrimiento y temprana explotación del petróleo se sustituyó prácticamente

gráfico 12[33], históricamente cada fuente nueva emerge con lo que en términos visuales se puede describir como una "cuña" que se expande a ritmos variables.

Gráfico 12. Evolución de la matriz de energía primaria a nivel global (1976-2025)

En EJ



Nota: Por concentrarse en las fuentes energéticas comercializadas en mercados formales, el gráfico excluye la biomasa (leña y otros materiales combustibles). A diferencia del resto del informe, el gráfico 12 duplica el marco temporal a los últimos 50 años, para captar las dinámicas que se busca resaltar.
Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

Hasta ahora, ninguna fuente disminuyó en grados apreciables en su consumo total absoluto y ninguna ha sido desfasada o completamente reemplazada por otra para todos sus usos y aplicaciones[34]. Lo que obviamente se modifica es el peso relativo de cada fuente de energía en un consumo total que crece de manera constante. De este modo, en la actualidad tanto el consumo global de carbón, petróleo, gas, energía hidroeléctrica, nuclear y renovables se encuentre en valores históricos récord en términos absolutos. Presumiblemente, ninguna de dichas fuentes alcanzó aún su pico absoluto de utilización, con la posible excepción de la biomasa (que lo habría hecho en el año 2001) y, en el futuro, el carbón[35].

---

toda la producción de carbón (importado). Desde entonces y hasta la actualidad, el carbón tiene un peso marginal en la matriz energética argentina.

[33] El gráfico 12 extiende el marco temporal privilegiado en este informe (2000-2025), para retrotraerse en este caso particular hasta 1976. A su vez, incluye todas las fuentes energéticas primarias comercializadas en mercados formales y excluye la biomasa tradicional (carbón vegetal y leña recolectada en zonas rurales, por fuera de canales comerciales). Aunque no se cuenta con estimaciones precisas, Our World in Data estima que el consumo anual de biomasa tradicional alcanzó su pico hace unos 25 años, para disminuir marginalmente desde entonces. Desde 2010, se mantendría constante en unos 40 EJ.

[34] Incluso si la utilización concreta que se le daba a determinada fuente de energía se modificó (por ejemplo, el carbón), su efectivo consumo total tendió a aumentar, por expansión de los usos posibles y de las cantidades demandadas.

[35] Our World in Data y OPEC, pág. 6. La constatación de que, al menos hasta ahora, la denominada transición energética no ha implicado una reducción en el volumen total consumido de prácticamente ninguna de las fuentes, ha suscitado un debate entre expertos en torno a qué implica y cómo se puede abordar dicho proceso. Entre el extenso listado de autores que recientemente abordaron la cuestión desde diferentes y hasta opuestos puntos de vista se encuentran el ya mencionado Vaclav Smil, Jean-Baptiste Fressoz, Jan Rosenow, Daniel Yergin y Adam Tooze.

c) El predominio de las fuentes fósiles en la matriz energética

En los últimos 50 años las fuentes fósiles mantuvieron un claro predominio en la matriz energética global (gráfico 12). En concreto, aún en el contexto reciente de una acelerada expansión de las fuentes renovables (solar y eólica) a nivel mundial, la dependencia de la matriz energética de las fuentes fósiles pasó del 89% en el 2000 al 86% en 2025.

Entre las razones que explican la persistencia de las fuentes fósiles y que aplican plenamente al gas natural y más aún al GNL se encuentran las siguientes:

- **Su elevada densidad energética por unidad**. El elevado valor energético con relación al volumen y peso total facilita el transporte y comercialización de las fuentes fósiles. Esta característica resulta crucial a nivel de los combustibles para el transporte aéreo, marítimo y terrestre (siguiendo el orden de dificultad de sustitución por la electricidad). Además, muchos procesos industriales requieren alcanzar temperaturas muy altas (por ejemplo, la siderurgia). Varios de estos procesos aún no han podido ser electrificados y siguen dependiendo de la elevada densidad energética de los fósiles.
- **La considerable disponibilidad a nivel global de los recursos fósiles.** Gracias a la revolución no convencional y a otras mejoras técnicas, en las últimas décadas quedó en evidencia que a nivel global se cuenta con abundantes recursos fósiles y que los mismos se encuentran distribuidos, aunque desigualmente, en todo el planeta. Entre otros países, en el último cuarto de siglo, Argentina, Brasil, China, Guyana e Israel, entre otros, realizaron importantes descubrimientos de yacimientos hidrocarburíferos que modificaron los parámetros de su seguridad energética y su perfil exportador;
- **La seguridad energética.** Al estar fundadas en la química orgánica, las fuentes fósiles pueden ser materialmente almacenadas. Esto permite constituir reservas estratégicas tanto de petróleo como de gas natural y GNL. Lo cual diferencia a las fuentes fósiles de las intermitentes por partida doble: estas últimas dependen, a nivel de la generación, de la presencia de la radiación solar y de las corrientes del viento y, en lo relativo a su almacenamiento, de un fuerte incremento de la capacidad actual de las baterías. En este punto, las fuentes fósiles también se distinguen de la fuente hidroeléctrica: aunque se puede almacenar o incluso bombear agua en represas con el objetivo de recurrir a ella para generar electricidad en momentos de elevada demanda, la evaporación en la superficie de los lagos implica pérdidas ineludibles en la energía potencial así reservada;
- **La flexibilidad en el despacho.** Los generadores eléctricos basados en fuentes fósiles, particularmente en el gas natural, pueden ser activados y desactivados incluso con un reducido margen de tiempo. Esto otorga un considerable grado de versatilidad al sistema de despacho eléctrico al momento de responder a 1) picos o bajas imprevistas en la demanda; 2) picos o bajas en la generación eléctrica (oferta) de otras fuentes, particularmente las intermitentes y 3) afrontar un encendido ciego (arranque autógeno), es decir la reactivación del sistema eléctrico luego de un apagón. Además, permite arbitrar precios: incrementar rápidamente la generación cuando una escasez repentina en la oferta presiona al alza del precio y viceversa. Esto constituye una ventaja principalmente con relación a la generación nuclear tradicional, ya que la misma requiere plazos relativamente extendidos para modificar la intensidad del despacho en forma segura;
- **Interoperabilidad.** Dadas algunas similitudes relativas en la composición química, las fuentes fósiles ofrecen cierta versatilidad en lo que respecta a una serie de usos

industriales. En concreto, algunas centrales, equipos o maquinarias que operan con carbón y combustibles basados en petróleo pueden ser, bajo ciertas circunstancias, adaptados para operar con gas natural o sus derivados y viceversa[36]. Esto permite readaptar infraestructuras y maquinarias, extender su vida útil y amortizar el costo del capital acumulado;

- **La magnitud del capital acumulado y la dependencia de la trayectoria.** Muy vinculado a lo anterior, la infraestructura y capital acumulado en las últimas décadas ganó escala e incrementó su eficiencia adaptándose específicamente a las fuentes fósiles. Ello incluye las tecnologías e infraestructuras de extracción, generación y conversión en electricidad, así como un porcentaje considerable del abanico de usos energéticos finales (calefacción, parque automotor, capital de transporte marítimo y aéreo, etc.). El capital acumulado tiende a ser amortizado y utilizado por los estados, las empresas y los individuos hasta que las alternativas logran ofrecer ventajas muy acentuadas, lo cual en muchos casos implica cubrir el costo de la transición. Frecuentemente, la infraestructura actual puede ser revalorizada a partir de refacciones que extiendan su vida útil, lo cual suele aumentar su eficiencia energética y prolongar la demanda de las fuentes fósiles.

d) El rebalanceo al interior de las fuentes fósiles, en beneficio del gas

Tabla 4. Consumo total de energía por fuente

	Exajulios		Participación (%)		Evolución 2000-2025	
	2000	2025	2000	2025	Tasa de crecimiento anual	Incremento acumulado
Petróleo	155	201	40,6%	33,5%	1,1%	30%
Carbón	99	166	25,9%	27,7%	2,1%	68%
Gas	86	151	22,6%	25,1%	2,3%	74%
Nuclear	28	31	7,4%	5,2%	0,4%	10%
Hidroeléctrica	10	16	2,5%	2,7%	2,1%	69%
Otras renovables	4	35	1,0%	5,9%	9,2%	811%
Total	**382**	**600**	**100,0%**	**100,0%**	**1,8%**	**57%**

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

En la tabla 4 se puede advertir que en los últimos 25 años la participación del petróleo en la matriz energética primaria disminuyó, mientras que la del carbón y el gas subió. Ello porque el consumo del gas y la demanda de carbón crecieron a tasas anuales muy similares en los últimos 25 años (2,3% y 2,1%), mientras que el requerimiento de petróleo se incrementó a la mitad de ese ritmo (1,1%). En consecuencia, el claro predominio que caracterizaba al petróleo en el año 2000 (casi 41% de la matriz energética total) se redujo y en 2025 los aportes del petróleo, carbón y gas natural resultaron considerablemente más parejos entre sí[37].

Al mismo tiempo, si se realiza una apertura en estos valores globales relativos al consumo de carbón se observan dos cuestiones:

[36] Los combustibles fósiles también pueden hibridarse con biocombustibles (biodiésel, bioetanol, etc.).
[37] Todo esto en el contexto, como se adelantó, en que el consumo a partir de las tres fuentes creció, en términos nominales, 30%, 68% y 74%, respectivamente.

- La extrema concentración de casi 70% del consumo global de carbón de 2025 en dos países: China (56% del total mundial) e India (14% adicional);
- En lo que va del siglo XXI, varias economías avanzadas han logrado reducir drásticamente su demanda de carbón. Por ejemplo, EE.UU. y la Unión Europea en su conjunto (ambos en 61%), pero también Rusia (20%).

En este sentido, buena parte de los gobiernos de países con elevada participación del carbón en sus matrices reconocen la existencia de una demanda social de mejorar la calidad del aire en las principales urbes y polos industriales. Por múltiples motivos, el gas natural suele ser una de las opciones privilegiadas al momento de sustituir el carbón.

Tabla 5. Países con mayor dependencia del carbón en 2025

	% de la matriz de energía del país	EJ	% del consumo de carbón mundial
Sudáfrica	72%	4	2%
India	59%	23	14%
China	57%	92	56%
Vietnam	55%	3	2%
Kazajistán	48%	2	1%
Indonesia	45%	5	3%
Filipinas	36%	1	1%

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

Siguiendo la tabla 5, se puede plantear que los países con un elevado consumo porcentual de carbón cuentan con la opción de acceder a un "bono de gasificación" de su matriz, como en buena medida ya lo hicieron los países europeos, EE.UU. o la Argentina[38]. En este sentido, el crecimiento del comercio internacional de GNL y la consolidación de su oferta en el mercado global constituyen una condición habilitante de la gasificación de las matrices de aquellos países que carezcan de suficiente producción doméstica.

En este sentido, en diversos escenarios el carbón aparece como la fuente fósil con mayores perspectivas de sustitución, mientras que el gas presenta mayores posibilidades de conservar demanda durante una etapa más prolongada, particularmente en generación eléctrica, usos industriales y difíciles de electrificar.

A modo de ejemplo, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) prevé que en los próximos 25 años la demanda de gas natural crecería a mayor tasa anual que el petróleo (1% frente a 0,7%), en detrimento del carbón, cuyo consumo directamente descendería 1,8% por año. En este escenario, en 2050 el consumo de gas natural sería 28% mayor al correspondiente a 2024, el del petróleo aumentaría, pero en menor cuantía (19%) y la demanda total de carbón caería 37%[39].

e) El impacto (transitoriamente) ambivalente del proceso de electrificación

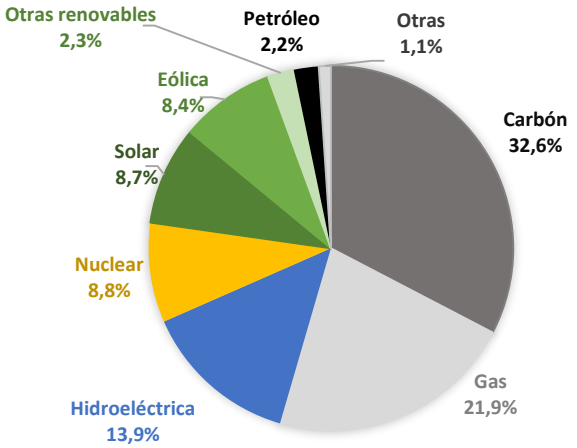
Es posible distinguir entre dos grandes variantes en el uso final de la energía primaria: por una parte, las fuentes fósiles, cuyo aprovechamiento involucra alguna clase de combustión (motores, turbinas, hornos, calefones, etc.); por la otra, la electricidad. En este sentido, el

[38] La transición de la Argentina hacia una matriz dominada por el gas natural comenzó a materializarse a fines de los años cuarenta, se aceleró en los sesenta y se consolidó desde fines de los setenta. El carbón tuvo un papel previo en la producción de gas manufacturado (artificial), pero nunca llegó a convertirse en el combustible dominante de la matriz energética argentina.
[39] OPEP. *World Oil Outlook 2025*, pág. 74-79.

proceso de mayor penetración de las fuentes nuclear, hidroeléctrica, solar y eólica depende, necesariamente, de la electrificación de los usos finales, ya que dichas fuentes ofrecen electricidad. En consecuencia, el crecimiento de la demanda de estas fuentes dentro de la matriz primaria de energía tiene como condición *sine qua non* un previo, o al menos simultáneo, proceso de electrificación de los diferentes usos finales de la energía.

Sin proveer una enumeración exhaustiva, desde hace décadas se registra, efectivamente, una progresiva expansión de la electrificación sobre usos finales de la energía, los cuales antes dependían fundamentalmente de fuentes fósiles o de la biomasa. Entre ellos, a nivel de la iluminación, la calefacción, el transporte terrestre y diversos procesos industriales. Este proceso es muy desigual según regiones y países, está lejos de ser completo y sigue presentando considerables desafíos técnicos en algunos usos finales.

Gráfico 13. Matriz eléctrica global en 2025

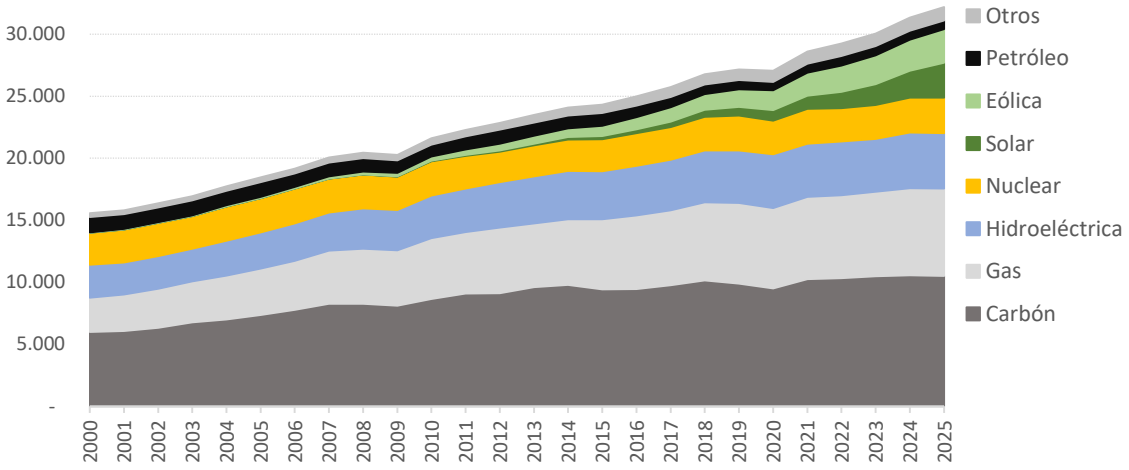


Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

En el período 2000-2025 la generación eléctrica a base de gas natural aumentó a una tasa considerablemente elevada, de 3,8% anual. Esto es, superior a la correspondiente al carbón (2,3%), a la fuente hidroeléctrica (2,1%), a la nuclear (0,4%) y a la del petróleo (que a nivel de la generación eléctrica cae más de 2% por año).

Gráfico 14. Evolución de la matriz eléctrica global (2000-2025)

En terawatts-hora



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

La electrificación tiene un impacto transitoriamente ambivalente o ambiguo en la demanda de gas natural por tres motivos:

1) En el corto plazo, disminuye la demanda del gas en tanto uso final (calefacción, cocina, etc.); al mismo tiempo, la incrementa en tanto insumo en la generación eléctrica. En este sentido, en los últimos 25 años el aporte del gas natural a la matriz eléctrica pasó del 18% al 22% y, en términos nominales, se duplicó largamente (adicionó un 154%);
2) En el mediano plazo, se destaca que es específicamente a nivel de la generación eléctrica que el gas natural registra una muy elevada eficiencia energética en términos comparativos. En concreto, las turbinas de ciclo combinado a gas aprovechan hasta un 63,5% de la energía total que ofrece la fuente primaria, muy superior al carbón[40] . Ello presenta la oportunidad energética, financiera y ambiental de reconvertir (en la jerga, repotenciar) o sustituir las usinas a base carbón y gasificar así la matriz;
3) No obstante, en el largo plazo, la electrificación de los usos finales también torna factible un escenario teórico de sustitución prácticamente completa del gas tanto como energía de uso final (anafes, calefactores, vehículos eléctricos, industria química y metalmecánica, etc.) y como fuente en la generación eléctrica. En un horizonte temporal lejano, el límite a este proceso está dado por la incógnita de si existe o no algún uso energético final que no resulte técnicamente pasible de ser electrificado (usualmente se menciona a la siderurgia y al transporte aéreo).

Con respecto al último punto, corresponde reiterar dos matices: además de constituir la fuente fósil menos contaminante y más eficiente en términos de generación eléctrica, el gas natural aporta a los sistemas energéticos los márgenes de redundancia y opcionalidad que requiere toda red eléctrica moderna ante la intermitencia de las fuentes renovables.

f) La revolución no convencional de los hidrocarburos

La denominada revolución de los yacimientos no convencionales hizo eclosión a nivel productivo en los EE.UU. hace dos décadas. A pesar de lo que esa caracterización sugiere, fue producto de un relativamente prolongado proceso de desarrollo, refinamiento, acumulación y combinación de diferentes técnicas de penetración y accesión a rocas y sedimentos, hasta lograr la liberación controlada del petróleo y gas contenido en los denominados yacimientos no convencionales.

Entre las innovaciones más relevantes podemos mencionar:

- **Fractura hidráulica** (*fracking*). Técnica de inyección a alta presión agua, arena y pequeñas cantidades de aditivos para generar y mantener abiertas microfracturas en la roca, aumentando su permeabilidad y permitiendo que el hidrocarburo fluya hacia el pozo;
- **Perforación horizontal**. Complemento horizontal de una perforación vertical inicial, que permite acceder a la formación productiva;
- **Fracturación hidráulica multietapa.** Combinación de las dos innovaciones anteriores, permite fracturar sucesivamente distintos tramos de un mismo pozo horizontal;
- **Caracterización geológica y sísmica avanzada**. La generación de grandes volúmenes de información geológica e hidrocarburífera a partir de la perforación y operación de numerosos pozos permite identificar las zonas de porosidad y presión, optimizar las

[40] Smil, Vaclav 2021. *Numbers Don´t Lie*. Penguin. Pág. 139-141.

técnicas de perforación y mejorar progresivamente la eficiencia de la explotación, en especial a partir del análisis masivo de datos y del uso de inteligencia artificial.

La característica común que permite agrupar a los hidrocarburos no convencionales es la mayor dificultad técnica y económica para su extracción, en comparación con los recursos convencionales. En estos casos, los hidrocarburos se encuentran en formaciones geológicas de baja permeabilidad o en condiciones que dificultan su flujo natural hacia el pozo, por lo que su explotación suele requerir técnicas específicas de estimulación.

Los yacimientos convencionales suelen caracterizarse por la elevada concentración del recurso en un espacio acotado. También por implicar elevados costos de capital al inicio, en particular en materia de exploración (perforación de diferentes pozos hasta identificar un yacimiento viable) y construcción de la infraestructura fija de bombeo, seguido de años de efectiva extracción de los recursos y recuperación de la inversión.

En contraste relativo, los yacimientos no convencionales suelen exhibir un patrón distribuido de presencia del recurso y requerir un ciclo sostenido de inversiones. Esto es, el desarrollo sistemático de numerosos pozos y de una infraestructura de superficie adaptable y flexible, bajo un esquema de producción más intensiva y modular.

En esta instancia, resulta pertinente diferenciar entre tres tipos de yacimientos gasíferos. El primero, el gas convencional, fluye naturalmente hacia el pozo a través de un reservorio de permeabilidad suficiente para permitir su extracción. En segundo lugar, el gas compacto (*tight gas*) suele encontrarse en reservorios de muy baja permeabilidad, por lo general areniscas o carbonatos, que dificultan su flujo. El *tight gas* suele tener origen en una formación generadora y posteriormente migrar hacia un reservorio de baja permeabilidad, donde queda retenido. Finalmente, el gas de roca de esquisto (*shale gas*) se encuentra en la propia roca generadora, rica en materia orgánica, que funciona simultáneamente como fuente y reservorio del hidrocarburo y cuya escasa permeabilidad dificulta su extracción. Tanto la extracción del *tight gas* como del *shale gas* suelen requerir técnicas de estimulación, particularmente fracturación hidráulica y, en algunos casos, perforación horizontal.

Hasta la expansión a gran escala de la explotación de los yacimientos no convencionales en EE.UU., diversos expertos advertían con suma preocupación sobre el agotamiento de los hidrocarburos disponibles (*peak oil and gas*). El diagnóstico era que la brecha entre, por un lado, la creciente demanda de petróleo y gas y, por la otra, el menguante rendimiento de los yacimientos alcanzaría un punto de quiebre y desembocaría en un escenario de severa escasez de energía. En este contexto, la difusión de la técnica del *fracking* y la acelerada expansión de la producción de petróleo y gas en EE.UU. a partir de 2005, combinada con un encadenamiento de nuevos hallazgos convencionales y no convencionales (presal en Brasil, Guyana, Mediterráneo oriental, Vaca Muerta, etc.) consolidó una imagen alternativa, en fuerte contraste con dichas previsiones. De este modo, quedó en evidencia que los recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas son considerablemente mayores que los que podían explotarse con las tecnologías y condiciones económicas prevalecientes anteriormente, y que la innovación técnica permite transformar una parte creciente de esos recursos en reservas económicamente recuperables.

Lógicamente, los avances en materia de explotación de recursos no convencionales contribuyeron a la expansión de las reservas probadas de hidrocarburos del mundo en este

primer cuarto del siglo XXI[41] , pero ello se concentró en forma particular en cuatro países: EE.UU., Argentina[42], Canadá y China.

El caso de EE.UU. es el más evidente y dramático por su impacto internacional. Desde el 2000, las reservas de gas estadounidenses se incrementaron un 177%. Más determinante aún, EE.UU. pasó de ser el principal importador de petróleo y gas del mundo a constituir el principal exportador de ambos productos. De hecho, entre 2000 y 2025 las exportaciones de gas natural de EE.UU. se multiplicaron por un factor de 37 y su participación en el total exportado a nivel mundial pasó de 1% a 18%. Este es el factor habilitante que le permitió a EE.UU. reconvertir los puertos originalmente adaptados para importar GNL en puertos de salida de dicho producto.

China representa un caso particularmente relevante en lo relativo al impacto de la revolución no convencional en materia de gas. Ello porque la emergencia de las explotaciones no convencionales le dio envión al proceso de expansión de sus reservas probadas de gas, las cuales se multiplicaron por un factor de 2,5 desde el 2000 y alcanzaron los 3,2 billones de metros cúbicos en 2025 (1,5% del total mundial). Esto permitió que la República Popular, que atravesó un proceso de vertiginoso incremento de su demanda energética, expandiera de manera pronunciada su abastecimiento doméstico de gas natural, el cual se multiplicó por un factor de 9 en 25 años. Así, en lo que va del siglo XXI China pasó de generar 1% a 6% de la producción gasífera mundial.

V- Proyecciones de demanda y oferta de GNL

a) Nivel y rango de incerteza de las proyecciones

A medida que nos alejamos del futuro próximo en dirección al mediano y largo plazo, toda proyección sobre demanda y oferta energética se torna crecientemente tentativa.

A partir de los factores abordados en la sección IV, podemos resaltar el carácter prolongado y gradual de la evolución en las matrices energéticas y eléctricas considerado a nivel regional o global. En este sentido, un error en las previsiones realizadas con respecto a un país puede parcialmente compensarse al promediar por el acierto con relación a los otros, en particular si se adoptan supuestos conservadores.

En cambio, a nivel nacional, dada la menor escala de las matrices en sí y la posibilidad de que el Estado o la sociedad impulsen cambios acelerados en ellas, las proyecciones pueden diferir en forma más marcada, incluso en el corto o mediano plazo.

Por estos motivos, en esta sección se alude a algunas proyecciones realizadas por parte de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés) y de la OPEP, para luego focalizar sintéticamente en las matrices energéticas y en los patrones de producción e importación de gas natural por países o regiones, según el caso, a fines de entender qué factores podrían resultar fundamentales para determinar la demanda de gas natural y de GNL de determinado país en el corto y mediano plazo.

[41] En este período las reservas probadas de gas natural se incrementaron 42% en términos absolutos: pasaron de 156 billones de m^3 en el 2000 a 220 billones de m^3 en 2025 (OPEP).
[42] La situación en la Argentina se aborda en detalle en la sección VI.

Tabla 6. Escenario de demanda global de gas natural a 2050 de la OPEP

	Millones de barriles de petróleo diarios equivalentes (mboe/d)		Participación (%)		2024-2050	
	2024	2050	2024	2050	Tasa anual	Acumulado
Petróleo	94	112	34%	33%	0,7%	19%
Carbón	82	51	29%	15%	-1,8%	-37%
Gas	70	90	25%	26%	1,0%	28%
Nuclear	15	25	5%	7%	2,0%	67%
Hidroeléctrica	8	12	3%	3%	1,5%	49%
Otras renovables	11	51	4%	15%	6,2%	382%
Total	**279**	**341**	**100%**	**100%**	**0,8%**	**22%**

Fuente: CEI sobre la base de OPEP[43]

A nivel global, es posible que las proyecciones de demanda energética resulten particularmente sensibles a los supuestos empleados con relación al ritmo de electrificación por regiones y países. A mayor electrificación, mayor eficiencia en la modulación en el uso de la energía y, en principio, menores pérdidas al pasar de fuente de energía primaria a fuente secundaria y luego uso final y energía útil.

En lo que refiere a la instancia nacional, entran en juego factores adicionales, tales como, el patrón de producción, disponibilidad de reservas e importación de energía (por fuentes); el grado de exposición económica y geopolítica del país; el nivel de acceso a financiamiento; el capital físico y humano disponible y la estrategia energética del gobierno.

La tabla 6 consigna el escenario elaborado por la OPEP para 2050 al que se aludió en la sección anterior. A nivel de fuentes de energía primaria, la OPEP proyecta que el gas natural sería la fuente fósil que más crecería hasta 2050. De hecho, incluso crecería su participación relativa en la matriz energética, de 25% a 26%.

b) Demanda y oferta de GNL a nivel global

La Unión Gasífera Internacional (IGU, por su sigla en inglés) prevé para 2030 un incremento de 33% en la demanda de GNL, en torno a 190.000 millones de m^3 adicionales. Para 2035, IGU proyecta una demanda adicional de casi 300.000 millones de m^3 de GNL *vis-a-vis* la actual. Es decir, un aumento de 52% en la próxima década[44] .

Por su parte, según los escenarios a los que la IEA le asigna mayor probabilidad, la demanda global específica de GNL crecería para 2030 entre 200.000 millones de metros cúbicos y 260.000 millones de metros cúbicos[45] . Es decir, se expandiría entre 35% y 45% respecto del volumen total intercambiado en 2025.

De manera paralela, IEA proyecta un crecimiento de la oferta exportable de GNL de 300.000 millones de m^3 entre 2025 y 2030, lo que representaría una expansión de más de 50% respecto al comercio actual y superaría la demanda prevista. Esto propiciaría una baja de las cotizaciones, conforme el mercado se expande. Más de la mitad de ese flujo exportador

[43] OPEP. *World Oil Outlook 2025*, pág. 74-90. Los cálculos excluyen la biomasa como fuente energética, para mantener el criterio empleado en el resto del informe.
[44] Cálculos realizados por CEI en base a IGU World LNG Report 2026, pág. 17.
[45] Dichos escenarios son CPS (de continuidad de las políticas vigentes) y STEPS (de implementación de las medidas ya anunciadas por los gobiernos). No obstante, la IEA también cuenta con un escenario de Net Zero, según el cual la demanda de GNL descendería entre 2032 y 2035 por debajo de la capacidad exportadora disponible en la actualidad. IEA – World Energy Outlook. Pág. 70.

adicional provendría de EE.UU. Asimismo, Qatar, Canadá, Australia y otros países aportarían, en conjunto, unos 140.000 millones de m^3 adicionales[46] .

La IEA estima que la abundancia de oferta de GNL a nivel global en torno a 2030 debería compensarse por la mayor demanda entre ese año y 2035. El mecanismo de coordinación de dicho rebalanceo ancla en la elevada elasticidad de demanda del gas en general y del GNL en particular: en un escenario de precios moderados o bajos, algunos de los mercados más dinámicos en su demanda energética reciente y con mayor potencial de crecimiento, como India, Bangladesh, Vietnam y Tailandia, expandirían a mayor velocidad las inversiones en infraestructura a base de gas e incrementarían fuertemente sus compras.

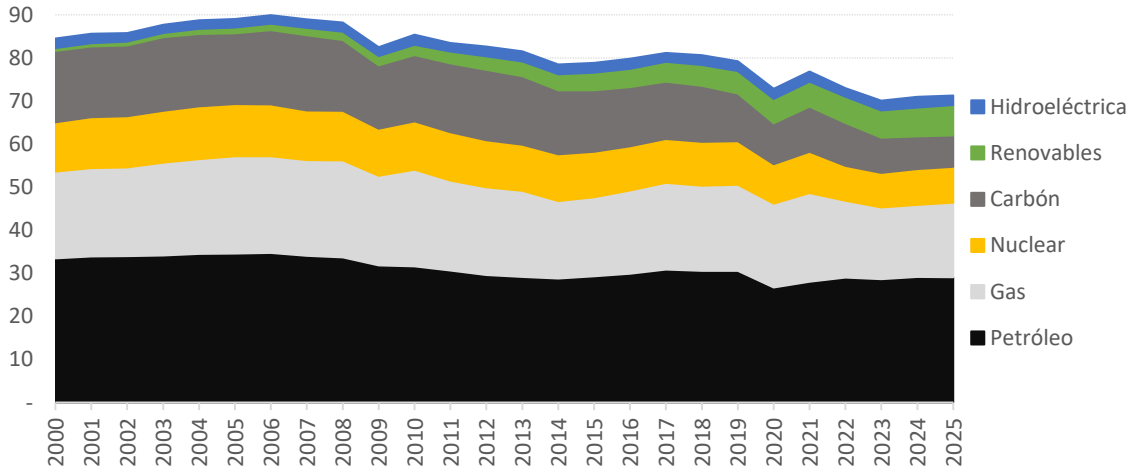
Por su parte, en sus presentaciones corporativas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) suele incluir el escenario elaborado por Wood Mackenzie, que también proyecta demanda y oferta de GNL en función de la capacidad de licuefacción y transporte disponible y bajo construcción. Según estas estimaciones, para 2035 se registraría una brecha de demanda y por ende escasez de GNL en torno a 120.000 millones de m^3; para 2040, el exceso de demanda de GNL frente a la oferta prevista se expandiría a 174.000 millones de m^3 (de no mediar nuevas inyecciones de capital que incrementen la oferta global)[47].

c) Europa y la Unión Europea

El análisis de Europa y la Unión Europea resulta interesante, entre otras cuestiones, porque una menor demanda total de gas natural para 2050 sería precedida por una ampliación de la demanda de GNL.

Gráfico 15. Evolución de la matriz de energía primaria de Europa (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

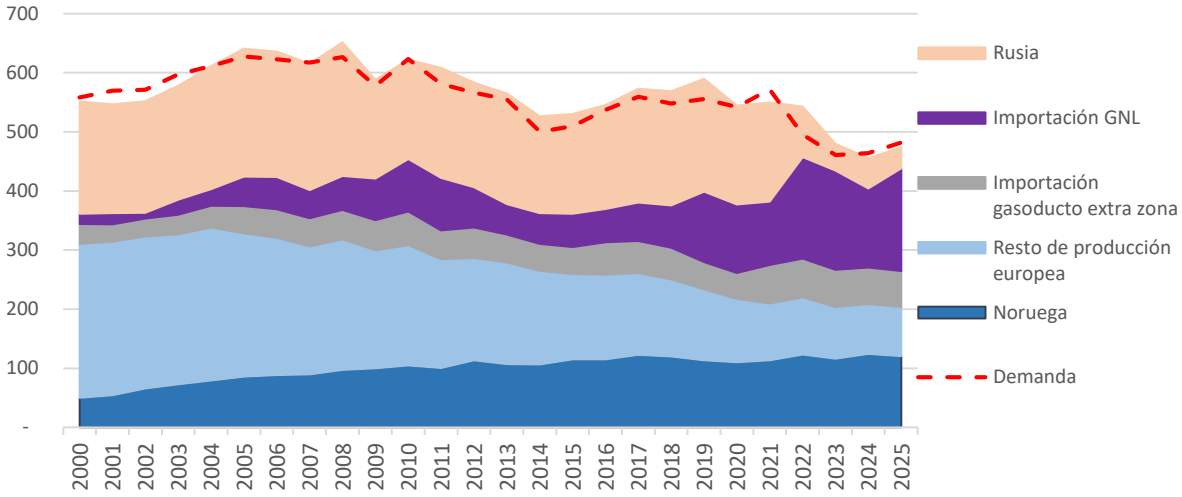
En el gráfico 15 se observa que en el período 2000-2025 la demanda energética primaria total de Europa disminuyó 16%, con una muy fuerte contracción en el uso del carbón (-56%), seguida por caídas en la energía nuclear (-28%), el gas (-14%) y el petróleo (-13%). El aporte de la fuente hidroeléctrica se mantuvo sin cambios y, partiendo de una base mínima, el de las otras fuentes renovables, solar y eólica, se multiplicó por 10. Aun en este contexto, en 2025 el gas natural explicó un 24% de la matriz energética total.

[46] IEA. *World Energy Outlook*, 2025 pág. 69.
[47] Los valores surgen de convertir 88 millones de toneladas anuales (MTPA) y 128 MTPA de GNL para 2035 y 2040 a m^3 (multiplicación por un factor de 1.360).

Sin embargo, como permite apreciar el gráfico 16, una caída de 16% en la demanda primaria de gas natural coincidió temporalmente con una multiplicación por un factor de 10 de las importaciones de GNL.

Gráfico 16. Evolución del origen del gas consumido por Europa (2000-2025)

En miles de millones m^3



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

La explicación radica en que, en lo que va del siglo XXI, las importaciones por gasoducto desde Rusia cayeron un 81% y la producción doméstica europea (si excluimos a Rusia y a Noruega) disminuyó 68%. Ello fue parcialmente compensado con a) el fuerte crecimiento del abastecimiento vía gasoducto desde Noruega (que creció 1,4 veces)[48] ; b) el incremento en 82% del abastecimiento por gasoducto extrazona (desde Argelia, Asia central y Oriente Medio); y principalmente c) multiplicando por 10 las importaciones de GNL (en espejo con la caída de la importación de gas natural desde Rusia y con una marcada aceleración desde 2022).

Tabla 7. Origen de las importaciones de GNL de Europa en 2025

En miles de millones de m^3

País de origen	Importaciones	Participación
EE.UU.	100	57%
Rusia	20	12%
Argelia	13	7%
Qatar	13	7%
Nigeria	9	5%
Otros	19	12%
Total	**174**	**100%**

Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

De cara al largo plazo, la OPEP estima que la demanda de gas natural de los países europeos que integran la OCDE sería, en 2050, 23% menor al registro actual.

Sin embargo, la IEA estima que para 2035 la demanda anual de GNL de la Unión Europea aumentaría entre 35.000 millones de m^3 y 80.000 millones de m^3 adicionales. En este sentido, en 2025 el bloque importó 145.000 millones de m^3. Las variables claves que determinarían el

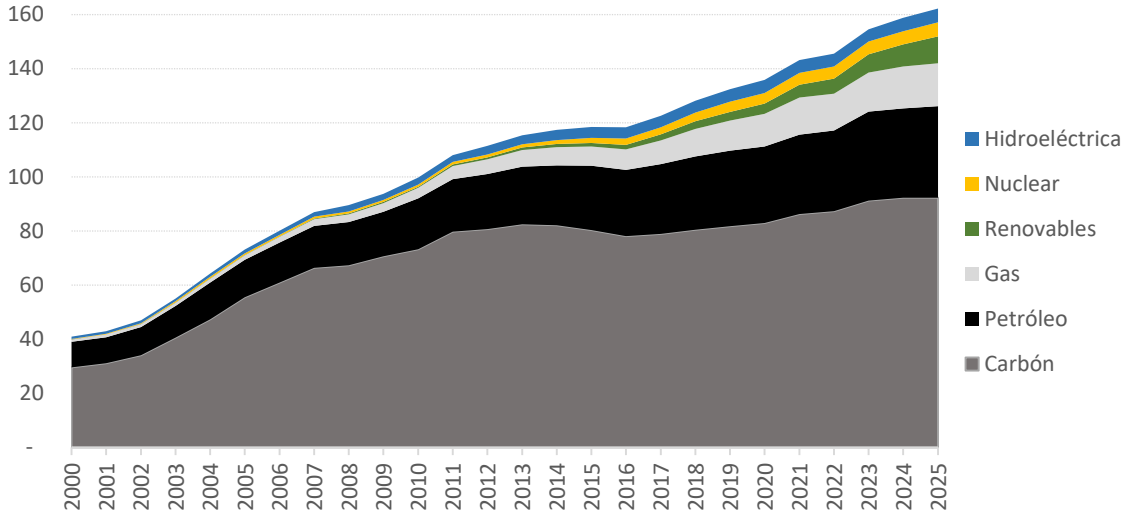
[48] Si se excluye a Rusia, Noruega aporta por sí sola 59% del suministro doméstico europeo.

resultado final serían la velocidad con la cual la UE logre reducir las importaciones de gas natural por gasoducto desde Rusia y la celeridad relativa de la construcción de capacidad instalada a partir de fuentes energéticas renovables[49].

d) China

Gráfico 17. Evolución de la matriz de energía primaria de China (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

A partir del gráfico 17, cabe destacar:

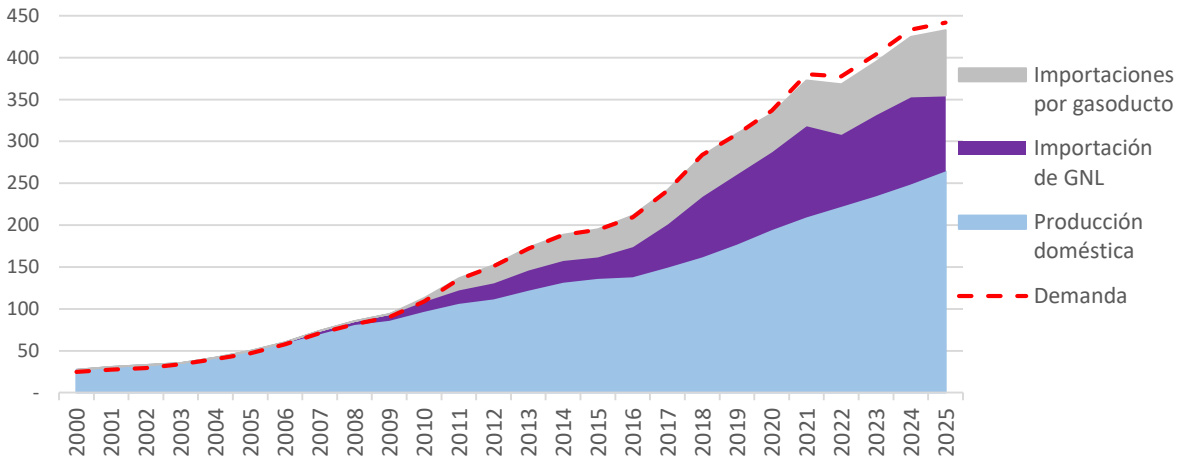
- La pendiente positiva y empinada de su demanda energética, en particular si se la compara con la de los países desarrollados. En el último cuarto de siglo el consumo energético de China se cuadruplicó;
- La magnitud de su consumo total, que en 2025 representó 27% del total global. La República Popular es el principal demandante de energía a nivel mundial desde 2009;
- La elevada participación del carbón en su matriz energética (57%) y las dimensiones de su consumo total (área gris oscura). En 2025, China explicó 56% de la demanda total mundial de carbón;
- El acelerado y sostenido crecimiento del aporte de las fuentes solar y eólica (partiendo de una base muy baja, desde 2010 se multiplicó por un factor de 22); a pesar de ello, en 2025 explicaron 6% de la oferta energética total.

En paralelo, en esos mismos 25 años el consumo de gas natural de China se expandió al doble de velocidad (12% anual) que su demanda energética total (6%) y que su demanda de carbón y petróleo (ambas a 5% anual). De este modo, en el período 2000-2025 el consumo de gas de China se multiplicó 18 veces y en 2025 llegó a 10% del total global.

A medida que su consumo de gas empezó a exceder su capacidad de producción doméstica, la República Popular empezó a importar GNL (a partir de 2006) y gas natural por gasoducto (desde 2010). En 2025, la producción nacional de gas cubrió 61% de la demanda china, al tiempo que el GNL y la importación por gasoducto explicaron el 21% y 18% restantes (gráfico 18).

[49] IEA. *World Energy Outlook 2025, p*ág. 70-72.

Gráfico 18. Evolución y fuente del consumo de gas de China (2000-2025)
En miles de millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

China tiende a seleccionar, por razones lógicas, proveedores de GNL geográficamente cercanos: Australia (31%), Qatar (29%), Rusia (11%), Malasia (11%), Indonesia (6%) y Nueva Guinea (4%) (en 2025). En este sentido, en los próximos meses se debería conocer qué grado de impacto efectivo han tenido los ataques iraníes en las plantas licuadoras de Qatar de marzo de 2026 en la capacidad exportadora de GNL de dicho país, así como los plazos de reparación previstos para dichas instalaciones (entre tres y cinco años).

Según la OPEP, China incrementaría su demanda de gas natural en 48% para 2050. Ello representa un crecimiento anual de 1,6%[50]. Asimismo, IEA estima que para 2035 las importaciones de GNL de China se incrementarían entre 55.000 millones de m^3 y 70.000 millones de m^3.

No obstante, la evolución en el futuro próximo de la demanda de gas natural y de GNL por parte de la República Popular dependerá de, al menos, cinco factores difíciles de proyectar y estrechamente vinculados entre sí, que indudablemente incidirán en la trayectoria prevista:

a) el comportamiento de su demanda energética total. China combina una empinada pendiente de crecimiento proyectado en su demanda de energía con un amplio abanico de opciones a nivel de medidas concernientes tanto a la producción como a la demanda de energía. Al respecto, se puede mencionar la drástica disminución en las importaciones de petróleo chinas a partir de marzo de 2026;
b) la tasa de electrificación de usos finales, que incrementa la eficiencia energética general;
c) la tasa de crecimiento de la capacidad instalada en fuentes renovables, particularmente solar, eólica y nuclear;
d) la expansión de la capacidad de producción doméstica de gas natural (la cual, en lo que va del siglo XXI, creció 9,4% por año);
e) el incremento de la capacidad de importación por gasoducto. En especial desde Rusia, país vecino, muy cercano a nivel diplomático, cuya salida exportadora de gas se redujo marcadamente a partir de febrero de 2022.

[50] OPEP. *World Oil Outlook 2025*, pág. 79.

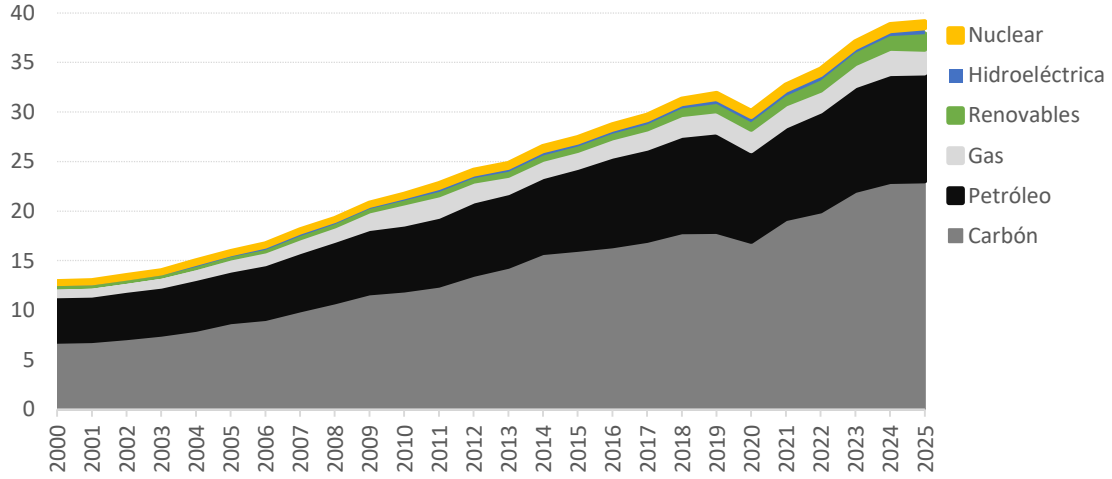
e) India

En 2025, la demanda energética total de India resultó equivalente a 6,5% del total mundial. En el último cuarto de siglo, esta creció a una tasa anual de 4,6% (más del doble que el total global) y el resultado fue una triplicación de sus dimensiones en un cuarto de siglo. La matriz energética india está dominada por fuentes fósiles en un grado incluso más abrumador que en el caso de China: 59% carbón, 28% petróleo y 6% gas natural (2025).

En este sentido, la totalidad de las importaciones de la India son bajo la modalidad de GNL: el país no importa gas por gasoducto.

Gráfico 19. Evolución de la matriz de energía primaria de la India (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

En 2009 India registró un fuerte aumento de la producción doméstica *offshore* de gas natural, la cual comenzó a descender a partir del año siguiente (gráfico 20). Desde 2014, la producción no ha crecido en grados apreciables. En este contexto, el gobierno indio busca reducir su dependencia de las importaciones a través de la capacidad doméstica de producción de gas a partir del carbón, el recurso fósil del que dispone, y de una mayor penetración de las fuentes renovables, incluyendo la energía nuclear. La generación de energía solar se multiplicó por 14 en 10 años.

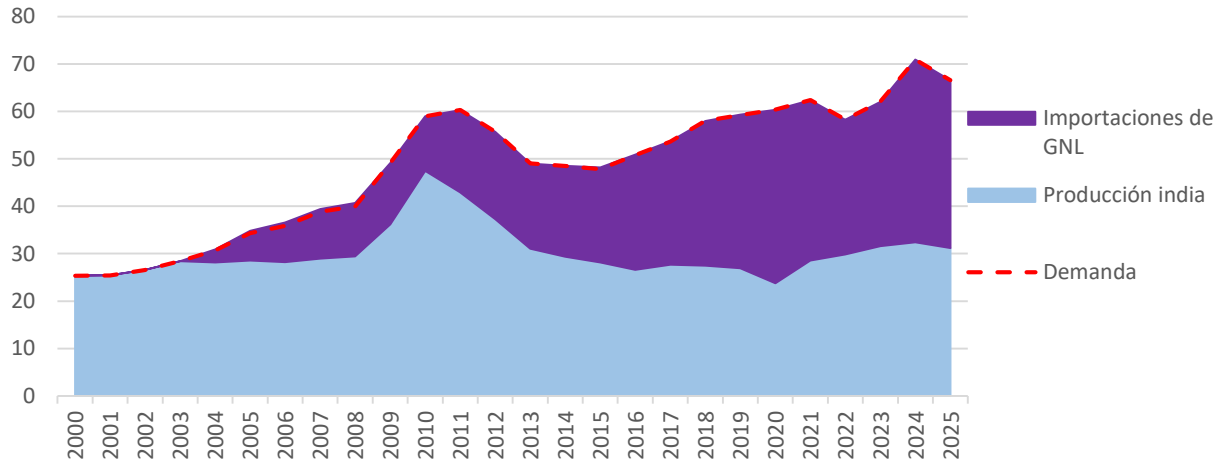
Aun así, según OPEP la demanda de gas natural de India se cuadruplicaría para 2050 (crecimiento anual a 5,6%)[51]. Por su parte, IEA proyecta que la demanda total de GNL de India aumentaría entre 50.000 millones de m³ y 62.000 millones de m³. De cumplirse estas estimaciones, en la próxima década Nueva Delhi incrementaría al menos un 140% sus importaciones de GNL y emergería como uno de los principales compradores a nivel mundial.

En enero de 2025, YPF suscribió un MOU con tres empresas indias que contempla la posibilidad de exportar hasta 10 millones de toneladas de GNL al año.

[51] OPEP. *World Oil Outlook 2025*, pág. 79.

Gráfico 20. Evolución del origen del gas consumido por la India (2000-2025)

En miles de millones m^3



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

En 2025, India importó GNL en un volumen equivalente a 35.400 millones de m^3 de gas natural, principalmente desde Qatar (46%), Emiratos Árabes Unidos (13%), EE.UU. (13%), Omán y Nigeria (cada uno con 7%).

f) Sudeste Asiático: el caso de Vietnam

Según IEA, el Sudeste Asiático sería, en el escenario más probable, la región en la cual la demanda de GNL crecería con mayor celeridad hasta 2035, entre 78.000 millones y 96.000 millones de metros cúbicos[52]. Este proceso obedecería a varias tendencias paralelas.

En algunos casos, al declive previsto de la producción doméstica de gas en países que gasificaron sus matrices precisamente por contar con el recurso pero que ahora enfrentan un cambio en la situación. Entre ellos, Indonesia (el cuarto país más poblado del mundo, cuya matriz primaria depende en 15% del gas), Tailandia (34%), Malasia (34%) y Bangladesh (49%).

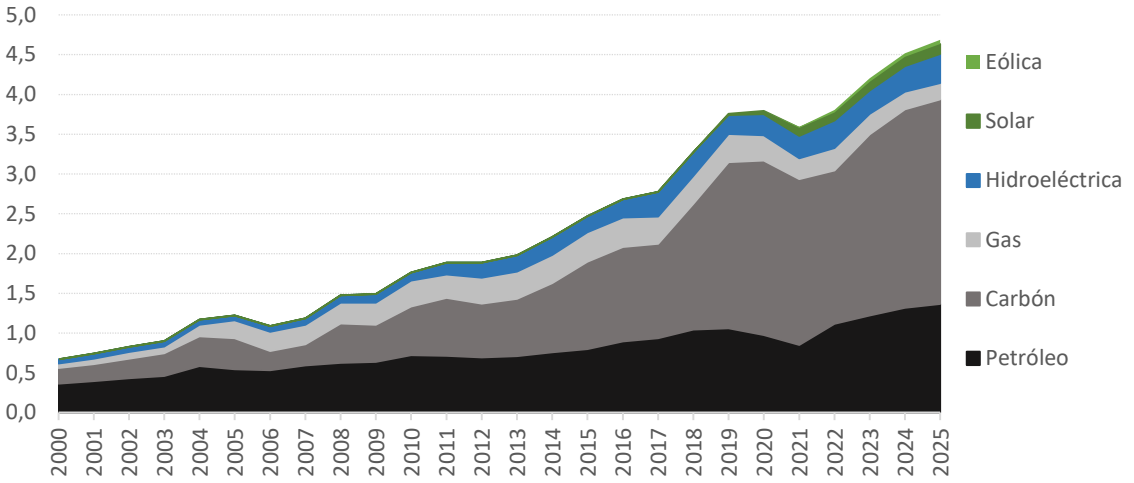
En otros, al acelerado crecimiento de la demanda eléctrica y a la búsqueda de expandir la infraestructura dependiente del gas natural; por ejemplo, Vietnam.

Como se puede apreciar en el gráfico 21, en el último cuarto de siglo, el consumo energético total de Vietnam se incrementó de manera acelerada y se multiplicó por un factor de siete, al tiempo que la demanda de electricidad creció a un ritmo incluso mayor y se expandió más de 11 veces. Para hacer frente a esta demanda, Vietnam incrementó dramáticamente su consumo de carbón. En concreto, en 2025 el carbón representó 55% del consumo energético y 48% de la generación eléctrica vietnamita.

[52] IEA. *World Energy Outlook 2025*, pág. 71 y 72.

Gráfico 21. Evolución de la matriz de energía primaria de Vietnam (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

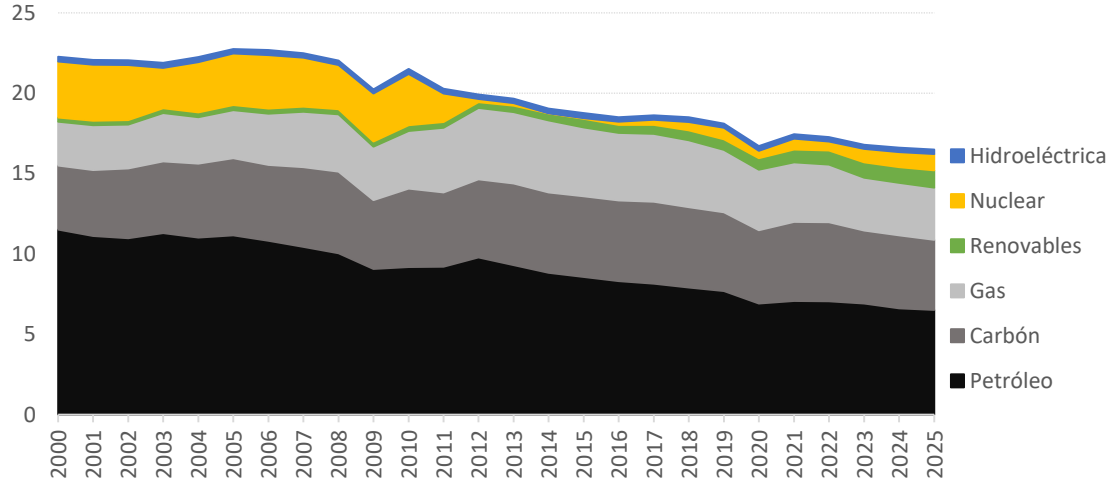
En este contexto, Vietnam se encuentra implementando una serie de planes para reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos y gases de efecto invernadero. Entre otras medidas, ello incluye expandir la participación de fuentes renovables como la solar, eólica e hidroeléctrica, así como también sustituir parte del carbón por gas natural y GNL.

En este sentido, partiendo de valores muy bajos, el consumo de gas natural de Vietnam se expandió fuertemente hasta alcanzar un pico en 2015. En la última década, el consumo disminuyó. Sin embargo, en 2025 fue cuatro veces mayor al del año 2000. Al mismo tiempo, el país comenzó a importar GNL en 2023 y expandió su capacidad de importación y regasificación de GNL (ver Internacionales CEI de septiembre de 2026).

g) Japón

Gráfico 22. Evolución de la matriz de energía primaria de Japón (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

La IEA proyecta que para 2035 la demanda anual de GNL nipona podría aumentar unos 8.000 millones de m^3 o, en otros escenarios, descender marginalmente sobre los actuales niveles de consumo. En este caso, los factores determinantes serían el ritmo de recuperación de la

generación nuclear japonesa, abruptamente interrumpida luego de 2011 y en gradual recuperación en la última década, y en general la pendiente descendente de la demanda energética japonesa (gráfico 22).

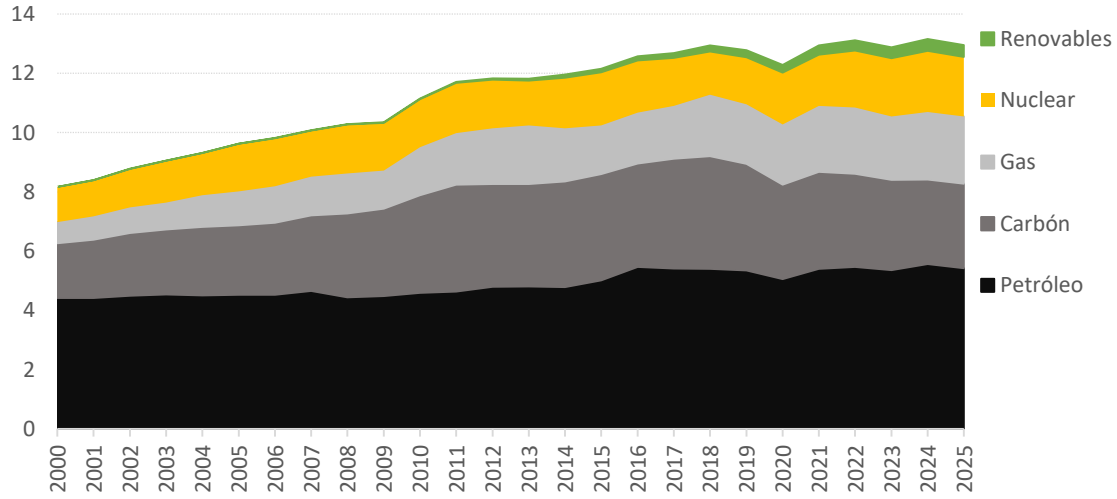
Con 89.000 millones de m^3 equivalente, Japón se mantiene como el segundo principal importador de GNL del mundo. El papel protagónico que Japón tuvo históricamente como país demandante de GNL explica el nivel de diversificación en cuanto a países proveedores con los que cuenta. De este modo, en 2025 Japón importó GNL desde Australia (40%), Malasia (15%), Rusia (9%), EE.UU. (7%), Indonesia (6%), Papúa Nueva Guinea, Qatar y Omán (cada uno con 5%), entre otros.

h) Corea del Sur

La demanda energética total de Corea del Sur creció 54% entre 2000 y 2016. Desde entonces se mantiene estable y, en función de la mayor eficiencia tecnológica y de una nueva oleada de electrificación en los usos finales, podría incluso empezar a disminuir.

Gráfico 23. Evolución de la matriz de energía primaria de Corea del Sur (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

Corea del Sur se mantiene como el tercer principal importador a nivel mundial de GNL. De hecho, los 63.000 millones de m^3 de gas requeridos en 2025 por la economía coreana resultan equivalentes a 140% del consumo argentino. Corea del Sur cuenta con una red de abastecimiento de GNL similar a la de Japón (también encabezada por Australia y Malasia), pero más dependiente del GNL exportado a través del estrecho de Ormuz. En concreto, Qatar (15%), Omán (4%) y EAU (1%).

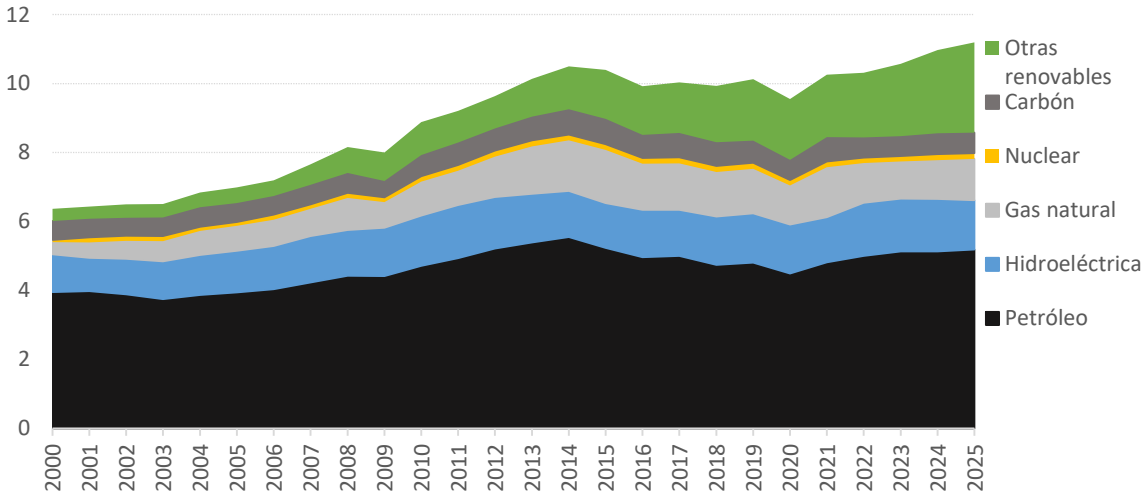
i) Oportunidades en Sudamérica: Brasil y Chile

En el apartado final de esta quinta sección, muy vinculado con la evolución de la producción y demanda de gas natural en Argentina, que se abordará en la siguiente y última, se presenta sintéticamente información considerada relevante para las oportunidades exportadoras argentinas a nivel de tres países limítrofes: Brasil, Chile y Bolivia.

Con respecto a **Brasil**[53], lo primero a indicar es que su demanda energética creció 75% entre 2000 y 2025: de 6,4 EJ a 11,2 EJ (gráfico 24). En lo que va del siglo XXI, el aporte que más se incrementó a nivel de la demanda de energía primaria de Brasil fue el de las "otras renovables"[54], que se multiplicó por siete, seguido por el gas natural, que se triplicó (de 0,35 EJ a 1,2 EJ) (gráfico 24).

Gráfico 24. Evolución de la matriz energética de Brasil (2000-2025)

En EJ

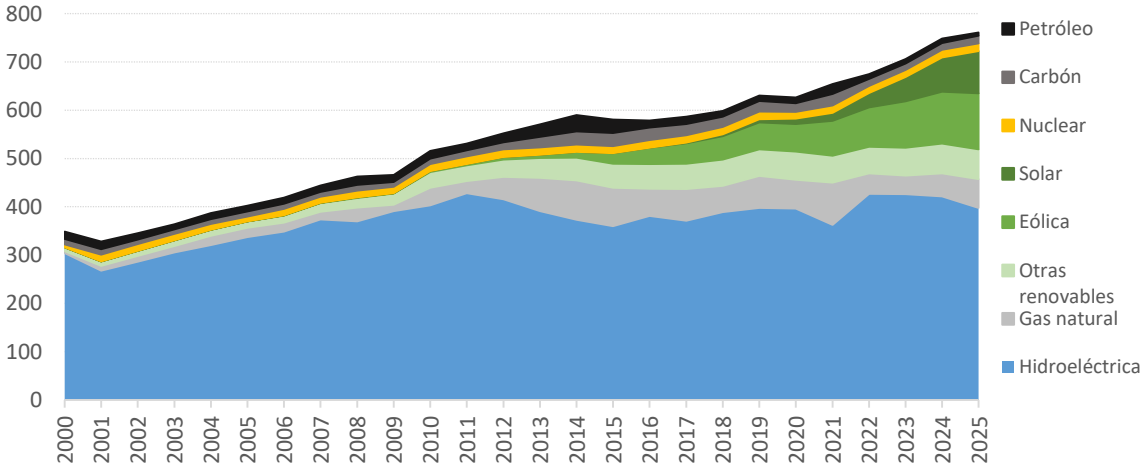


Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

Como se puede apreciar al contrastar los gráficos 24 y 25, las matrices energética y eléctrica de Brasil presentan notables diferencias. La principal: la generación de electricidad de Brasil depende en gran medida de la fuente hídrica (52% en 2025).

Gráfico 25. Evolución de la matriz eléctrica de Brasil (2000-2025)

En TWH



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

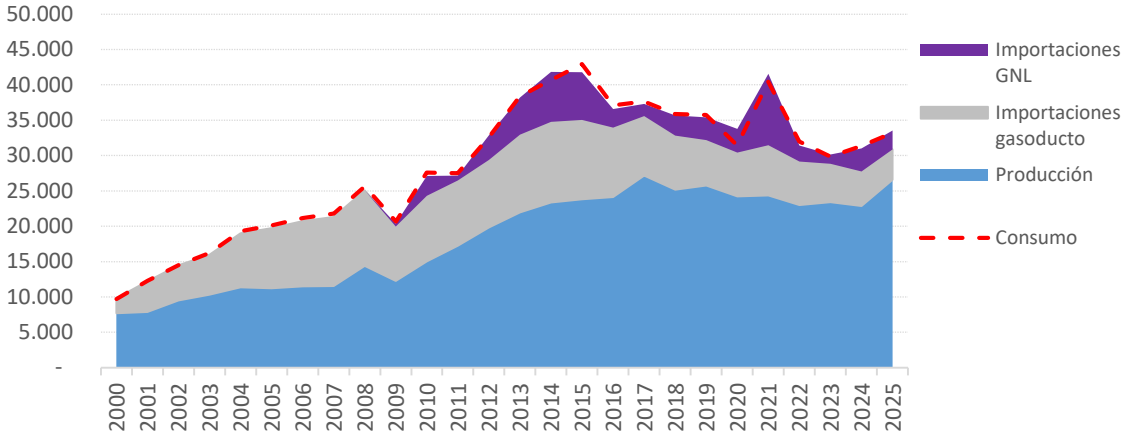
A partir de 2008, Brasil comenzó a diversificar y expandir, por oleadas, las fuentes de energía eléctrica. En el gráfico 25 se puede reconocer la secuencia de cuatro etapas. En primer lugar, del gas natural, generalmente compensando la baja en la generación hidroeléctrica. Luego, el crecimiento de la generación a partir de biomasa, que se multiplicó por 7 entre 2000 y 2017.

[53] En abril de 2024, el CEI produjo un informe de carácter prospectivo sobre Integración gasífera entre la Argentina y Brasil.
[54] En el gráfico 24, "otras renovables" incluye eólica y solar.

En tercera instancia, la fuente eólica, que emergió con celeridad en 2010 y continua en expansión. Finalmente, la fuente solar, caracterizada por una expansión aún más vertiginosa: entre 2017 y 2025 se multiplicó por más de 100.

Gráfico 26. Evolución de la producción, consumo e importaciones de gas natural de Brasil (2000-2025)

En millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

El gráfico 26 permite ver que la producción gasífera brasileña se multiplicó por 3,5 en lo que va del siglo XXI: pasó de 7.700 millones de m^3 en el 2000 a 26.500 millones de metros cúbicos.[55]

Por su parte, las importaciones brasileñas de gas (tanto por gasoducto como GNL) mantuvieron una tendencia general al crecimiento entre 2000 y 2015. Desde 2016 las importaciones disminuyen (con la única excepción de 2021). El consumo de gas natural exhibe una trayectoria similar a las importaciones: incremento hasta 2015 y gradual descenso desde entonces, exceptuando 2021.

El principal factor causal de dicha situación se encuentra en la caída en la oferta de generación hidroeléctrica brasileña entre 2012 y 2015 y la nueva baja durante la crisis hídrica de 2021. Ello se combinó con que en 2014-2015 comenzó la caída en la producción gasífera de Bolivia (gráfico 27), país del cual Brasil importa gas vía gasoducto. De este modo, Brasil optó por compensar la baja en la oferta hidroeléctrica mediante el incremento de generación termoeléctrica a partir de gas importado como GNL. Brasil comenzó a importar GNL en pequeños volúmenes en 2009, pero los expandió fuertemente entre 2012 y 2015 (en 2014 llegaron a 7.000 millones de m^3) y aún más en 2021 (cuando superaron los 10.000 millones de m^3).

Con relación a **Bolivia**, corresponde aludir tanto al impacto que tuvo en la región la multiplicación por un factor de siete de su producción de gas en el período 2000-2014 como la caída posterior desde ese entonces y 2025, cuando esta retrocedió 54%, hasta valores similares a los de 2004.

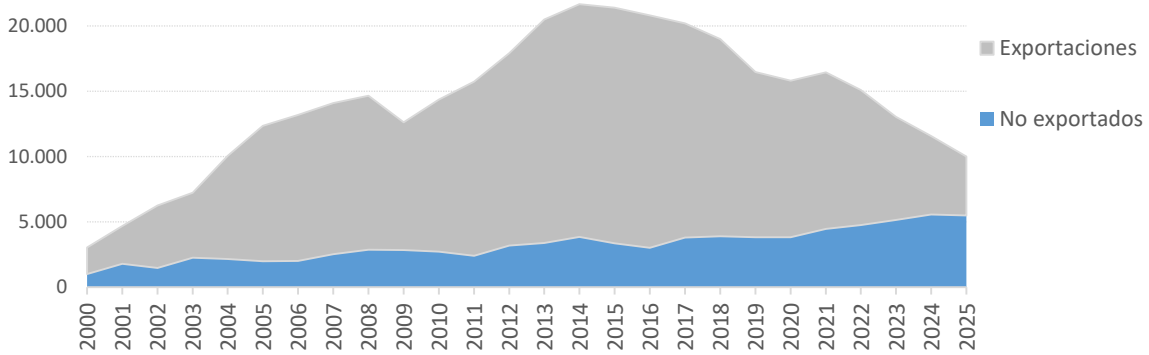
[55] Es muy importante aclarar que estos valores corresponden a la producción gasífera brasileña "comercializada y disponible en el mercado", en función de la información estadística provista por Energy Institute. Brasil produce grandes volúmenes adicionales en la vasta región *offshore* de Pré-sal (en 2025, casi 39.000 millones de m^3, según OPEP y fuentes locales). Sin embargo, el país limítrofe debe reinyectar unos dos tercios del total de gas natural producido a fines de sostener la producción petrolífera en los pozos de mayor profundidad. Al menos por el momento, Brasil enfrenta desafíos geológicos y logísticos para lograr evitar la reinyección de este flujo de gas natural coproducido en la explotación petrolera y para efectivizar su transporte hasta el continente.

Conforme incrementaba su producción, Bolivia comenzó a exportar porcentajes mayores del gas generado a nivel doméstico: entre el 2000 y 2016 pasó de exportar 67% a 86% del total (la mayor parte con destino Brasil, pero una parte también a Argentina). En contraste, a medida que la producción boliviana empezó a caer, y en particular desde 2021, la fracción exportada disminuyó. En 2025 tocó el mínimo de toda la serie y Bolivia exportó solamente 45% de su producción, 22 puntos porcentuales menos que en el 2000.

En vistas al futuro, podemos indicar que Bolivia cuenta con infraestructura de gasoductos para exportación que puede reacondicionarse a fines de transportar gas proveniente de otros países, como la Argentina, con destino a Brasil o Perú.

Gráfico 27. Evolución de la producción y de las exportaciones de gas en Bolivia (2000-2025)

En millones de m^3



Fuente: CEI sobre la base de OPEP (exportaciones) y Energy Institute (producción no exportada)

En tercera instancia, debemos aludir a Chile. El vecino país cuenta con niveles de producción doméstica de gas natural que alcanzan a cubrir una fracción de su consumo nacional. En ese contexto, en la década de 1990 Argentina y Chile construyeron siete gasoductos (cuatro grandes y tres pequeños en la zona austral) que permitieron exportar gas argentino a través de la cordillera. Hasta 2008, todas las importaciones de gas natural de Chile se realizaban vía gasoducto y provenían de la Argentina. Sin embargo, a partir de 2009 Chile comenzó a importar GNL, a fines de sustituir las exportaciones argentinas.

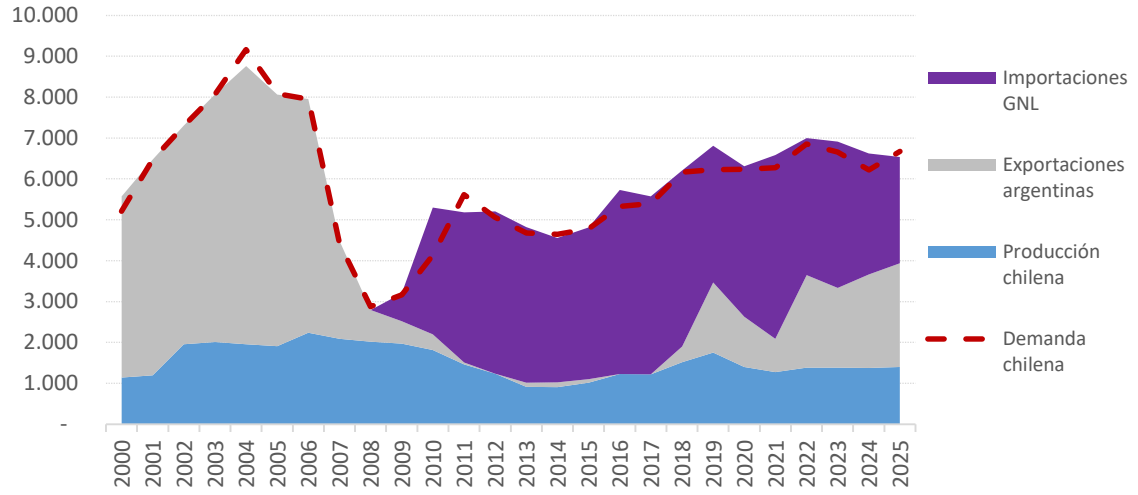
Tabla 8. Gasoductos Argentina-Chile

Gasoducto	Zona argentina	Zona chilena	Inauguración
GasAndes	Mendoza - Neuquén	Metropolitana	1997
NorAndino	Salta	Antofagasta	1999
GasAtacama	Salta	Antofagasta	1999
Gasoducto del Pacífico	Neuquén	Biobío	1999
Cóndor–Poseidón	Santa Cruz - Tierra d Fuego	Magallanes	1997–2002

El gráfico 28 permite apreciar el incremento en las exportaciones argentinas de gas natural a Chile hasta 2004; la fuerte caída a partir de 2007 y el paulatino incremento desde septiembre de 2018 (aunque con recaídas en 2020 y 2021). En este sentido, la superficie gris permite ver la brecha entre la producción y la demanda de gas natural de Chile, cubierta básicamente con importaciones por gasoducto desde Argentina (ver última sección).

Gráfico 28. Evolución de la demanda, producción e importación de gas natural y GNL de Chile (2000-2025)

En millones de m^3



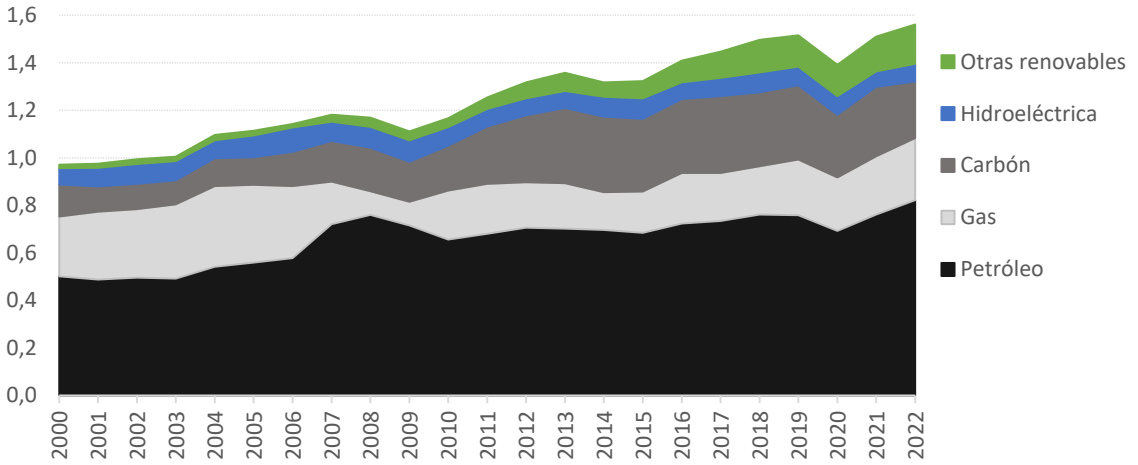
Fuente: CEI sobre la base de IAPG (exportaciones argentinas a Chile), OPEP (producción y demanda de gas doméstica) y Energy Institute (importaciones de GNL)

Claramente empujada por la disponibilidad relativa de gas a bajo costo proveniente de la Argentina, la participación del gas natural en la matriz energética total de Chile registró fuertes variaciones en el período bajo estudio (gráfico 28): alcanzó un pico de 31% en 2003, pero descendió a mínimos de 9% en 2008.

Desde 2019, la recuperación en las exportaciones argentinas vía gasoducto contribuyó de manera decidida a que la matriz energética de Chile se regasificara parcialmente. Así, entre el 2018 y 2025 la participación del gas natural en la matriz chilena creció en forma sostenida y pasó de 14% en 2010 a 19% en 2025.

Gráfico 29. Evolución de la matriz energética de Chile (2000-2025)

En EJ



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

VI- El potencial en gas natural y GNL de la Argentina

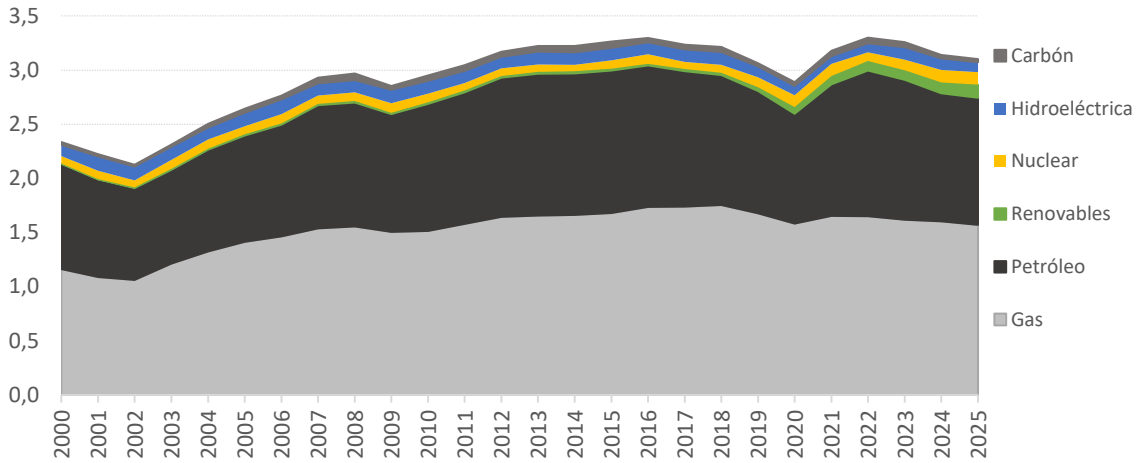
La sección final del informe busca aplicar los aspectos y factores detallados hasta aquí a la situación de la Argentina. Secuencialmente, se abordan las fuentes energéticas y eléctricas, las reservas gasíferas y la evolución de la producción, consumo y exportaciones de gas natural del país. Luego, se alude a los proyectos específicos de producción y exportación de GNL.

a) Matriz energética y eléctrica

Los gráficos 30 y 31 permiten apreciar los cambios registrados en los últimos 25 años en las matrices energética y eléctrica de la Argentina.

Gráfico 30. Evolución de la matriz energética de la Argentina (2000-2025)

En EJ



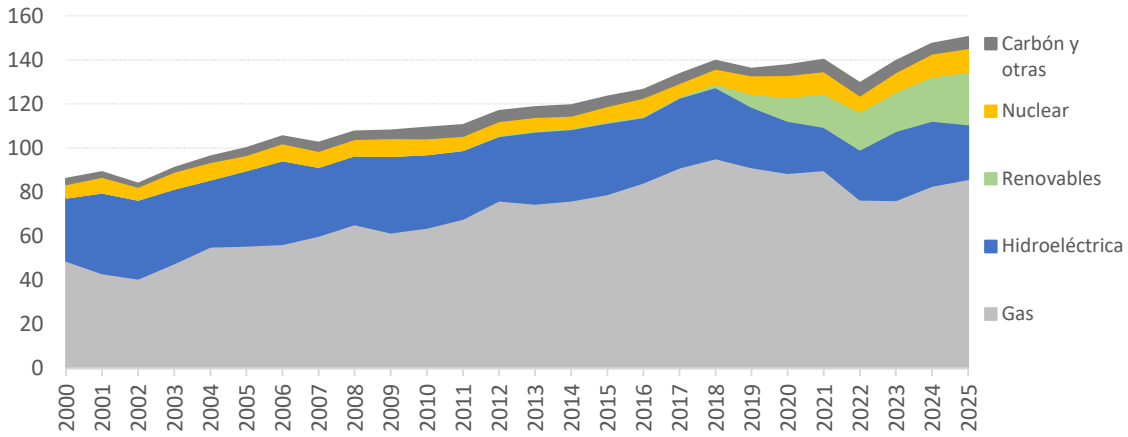
Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

A nivel de la matriz energética primaria de la Argentina podemos destacar cuatro puntos:

- los vaivenes de la demanda energética total, cuyo devenir se puede vincular a una combinación de múltiples factores según el período exacto, entre ellos, el ciclo económico, la mayor eficiencia relativa en la transformación y uso de la energía y el crecimiento demográfico moderado;
- la tendencia a una suba moderada: en 2025 la demanda energética total de la Argentina resultó 35% mayor a la del 2000 (en ese mismo período, la población creció 26%);
- la elevada dependencia de las fuentes fósiles (88% en 2025);
- la fuerte prevalencia de la fuente gasífera (52%[56]) y la mínima utilización del carbón (1%).

[56] Balance Energético Nacional 2025. La Argentina se encuentra entre las primeras 15 economías más gasificadas a nivel de energía primaria del mundo. El proceso de gasificación del país cristalizó entre 1970 y el 2000, período en el cual el peso del gas natural en la matriz de energía primaria pasó de 23% a 50%. La gasificación de la matriz energética fue en medida no menor apuntalada por el proceso aún más acelerado de gasificación de la matriz eléctrica, la cual pasó de 18% en 1970 hasta 55% en el 2000. De este modo, las respectivas participaciones del gas en las matrices alcanzaron en el 2000 un nivel que mantuvieron por los siguientes 25 años. Al mismo tiempo, ambos procesos fueron posibles en el marco del descubrimiento del megayacimiento neuquino de Loma de la Lata en 1977 y el comienzo de su explotación unos años después. Loma de la Lata alcanzó su pico de producción en 2002-2003.

Gráfico 31. Evolución de la matriz eléctrica de la Argentina (2000-2025)
En terawatts hora



Fuente: CEI sobre la base de Energy Institute

Al pasar a la matriz eléctrica de Argentina, resulta digno de mención:

- el carácter menos cíclico de la demanda eléctrica *vis-a-vis* la energética en general;
- el sostenido incremento de la demanda eléctrica, que de punta a punta aumentó 72% (el doble que la demanda energética en igual período, dando cuenta del proceso de electrificación);
- la elevada dependencia del gas natural (56% en 2025)[57];
- la considerable, pero menguante, participación de la fuente hidroeléctrica, la cual entre el 2000 y 2025 se redujo a la mitad (pasó de 32% a 16%);[58]
- el crecimiento de 75% en la generación nucleoeléctrica por parte de las centrales argentinas[59] (cuya participación se mantiene relativamente constante en torno a 7%);
- el reciente y acelerado incremento en el aporte de las otras fuentes renovables (16% en 2025), en particular eólica y solar, desde valores mínimos en los últimos siete años.

Como se puede apreciar, el fuerte incremento en el aporte de las fuentes solar y eólica desde 2018 permitió compensar la caída en la contribución de la generación hidroeléctrica por los ciclos de sequía en 2020-2021 (baja del 30%) y 2025 (baja del 20%).

Adicionalmente, empujó a una menor demanda de gas natural para generación térmica, la cual se redujo 22% entre 2018 (el pico histórico) y 2025.[60]

[57] Balance Energético Nacional 2025.
[58] La caída a la mitad en la participación de la fuente hidroeléctrica es consecuencia de dos factores que operan en paralelo. Por una parte, la duplicación de la demanda eléctrica en general entre 2000 y 2025. Por el otro, la disminución en el aporte de la generación hídrica por impacto de los ciclos de sequía registrados desde 2019.
[59] Atucha I (1974), Embalse (1984) y Atucha II (2014).
[60] Según datos del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENReGE), una parte considerable de la reducción en el consumo de gas para la generación eléctrica se puede atribuir a la mayor eficiencia de las centrales térmicas.

b) Reservas de gas natural

En la actualidad, la Argentina cuenta con 546.000 millones de m^3 de reservas probadas de gas natural. Si se suman las reservas probables y las posibles, el total se amplía hasta 970.000 millones de m^3 de reservas de gas natural[61] .

Al mismo tiempo, la Argentina cuenta con reservas técnicamente recuperables estimadas en 7,82 billones de m^3 de gas (96% de ellas en Vaca Muerta)[62] .

Al nivel de demanda y de exportaciones de gas natural registradas por Argentina en 2025, estas reservas equivalen a unos 157 años de consumo.

Tabla 9. Reservas de gas de la Argentina (2024)

En miles de millones de m^3

		Convencionales	No convencionales	Total	Particip. (%)
Reservas	Probadas	126	421	**546**	56%
	Probables	84	176	**260**	27%
	Posibles	49	114	**164**	17%
Total		**259**	**711**	**970**	100%
Participación (%)		27%	73%	100%	

Fuente: CEI sobre la base de INDEC y Secretaria de Energía de la Nación

Asimismo, cabe destacar el crecimiento registrado en las reservas probadas, probables y posibles (siguiendo los criterios empleados por la Secretaría de Energía de la Nación en 2024) no convencionales *vis-a-vis* las convencionales en los últimos años. En la actualidad, 77% de las reservas probadas de la Argentina corresponden a recursos no convencionales.

La provincia de Neuquén concentra 79% de las reservas probadas de gas natural de la Argentina, así como la totalidad de las reservas no convencionales probadas del país.

[61] Secretaría de Energía de la Nación. República Argentina. 2024

[62] Secretaría de Energía de la República Argentina. 2024. Es importante recordar que en 2013 la Oficina de Información Energética de EE.UU. estimó que la Argentina dispondría de 802 billones de pies cúbicos de reservas de *shale gas*. Es decir, de casi 23 billones de metros cúbicos de reservas técnicamente recuperables de *shale gas*. Más de una década después, empleando criterios metodológicos diferentes, que entre otras cuestiones tienen en cuenta el costo económico actualizado de la extracción, la Secretaría de Energía de la Argentina estimó las reservas técnicamente recuperables de gas natural en 7,8 billones de metros cúbicos.

Tabla 10. Distribución regional de las reservas probadas de gas (2024)

En miles de millones de m^3

Cuenca	Total	Particip. (%)	Provincia-Región	Total	Particip. (%)
Neuquina	**440**	**81%**	Neuquén	433	79%
			Río Negro	6	1%
			La Pampa	0,8	0%
			Mendoza Sur	0,6	0%
Austral	**68**	**12%**	Estado nacional*	50	9%
			Tierra del Fuego *(offshore)*	9	2%
			Santa Cruz Sur *(onshore)*	8	1%
			Santa Cruz Sur *(offshore)*	0,6	0%
			Tierra del Fuego *(onshore)*	0,3	0%
Golfo San Jorge	**30**	**5%**	Chubut	21	4%
			Santa Cruz Norte	9	2%
Noroeste	**8**	**1%**	Salta	8	1%
Cuyana	**0,1**	**0%**	Mendoza Norte	0,1	0%
Total nacional	**546**				

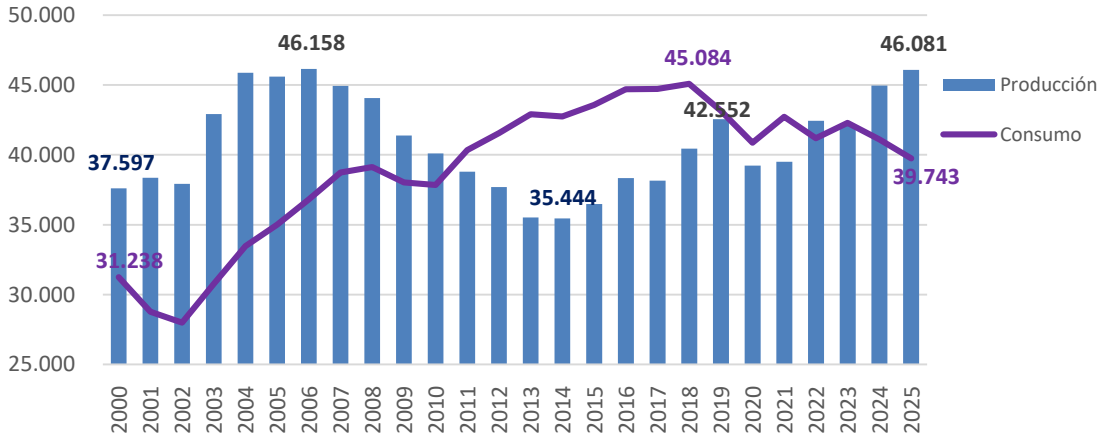
Fuente: CEI sobre la base de INDEC y Secretaria de Energía de la Nación

c) Producción, consumo e importaciones de gas natural y de GNL

En la actualidad, la Argentina constituye el productor mundial número 20 de gas natural, responsable de 1,2% del total global.[63]

Gráfico 32. Evolución de la producción y del consumo de gas natural de la Argentina (2000-2025)

En millones de m^3



Nota: el dato de producción de gas corresponde al disponible para su comercialización: se le sustrajo el gas venteado, el reinyectado en los yacimientos y el consumido en las instalaciones en los yacimientos.
La escala comienza en 25.000 millones de m^3 a fines de percibir mejor los cambios interanuales.
Fuente: CEI sobre la base de Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG, estadísticas sobre producción de gas) y al Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENReGE) (consumo)

[63] En 2025 la Argentina extrajo 51.600 millones de m^3 de gas natural (incluyendo el gas venteado y los volúmenes reinyectados y consumidos en los yacimientos) al tiempo que el total producido a nivel global fue 4,2 billones de m^3 (gráfico 5).

Entre los datos más relevantes concernientes a la evolución de la producción de gas natural de la Argentina en lo que va del siglo XXI se puede destacar lo siguiente:

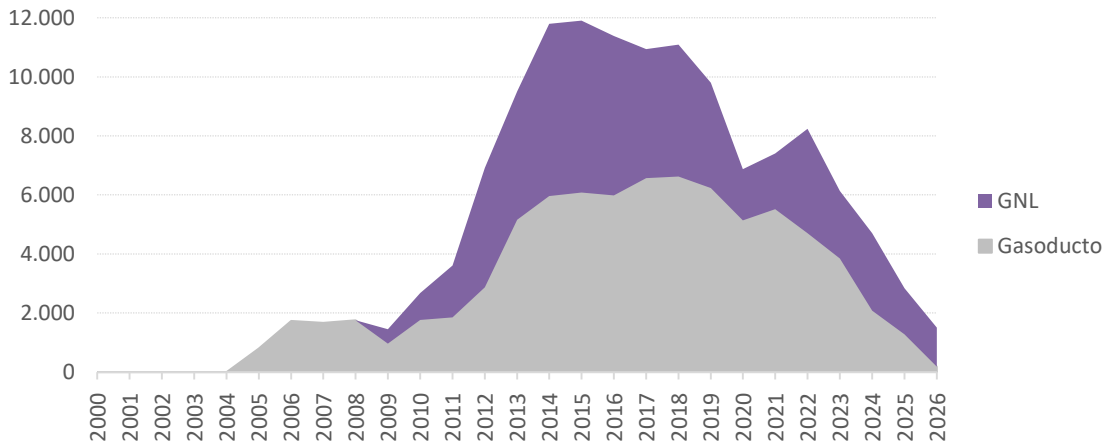
- la recuperación en los niveles de producción de gas domésticos en 2003 y 2004, a partir de la capacidad instalada en la década previa. Hasta ahora, 2006 fue el año de producción gasífera récord (a nivel de gas disponible para su comercialización interna). Sin embargo, 2025 cerró muy cerca de ese umbral y, según se prevé a octubre del corriente, en 2026 la Argentina alcanzaría su máxima producción anual de gas de la historia;
- la disminución sostenida en la producción gasífera anual entre 2007 y 2014, el mínimo de la serie. La caída acumulada respecto del pico de 2004 fue 23% (10.700 millones de m^3 menos);
- El incremento de la producción entre 2014 y 2019 (20%), seguido de una recaída en 2020 y 2021 (afectados por la pandemia) y el incremento de 9% acumulado en 2024 y 2025.

Respecto del consumo doméstico de gas natural, se destaca el crecimiento sostenido de la demanda entre 2002 y 2018, que profundizó la gasificación de la matriz energética y eléctrica argentina (esto resulta apreciable también en los gráficos 30 y 31).

A medida que la producción doméstica comenzó a disminuir en 2007, Argentina tuvo que empezar a importar gas vía gasoducto (fundamentalmente desde Bolivia y con una importante suba a partir de 2012) y como GNL (que empezó a crecer fuertemente a partir de 2011).

Gráfico 33. Evolución de las importaciones de gas natural y GNL de la Argentina (2000-2026*)

En millones de m^3



Nota: *El dato de 2026 corresponde a los primeros nueves meses de 2026 y proviene de ENReGE.
Fuente: CEI sobre la base de IAPG

Las importaciones de gas natural empezaron a caer en forma marcada desde 2018, en espejo con la producción que retomaba la senda ascendente. Primero las correspondientes al GNL (por ser más oneroso) y luego aquellas por gasoducto. En los primeros nueves meses de 2026 Argentina prácticamente no importó gas por gasoducto y está en vías de dejar de importar GNL.

Un aspecto relevante a tener en cuenta respecto del consumo doméstico de gas natural en la Argentina es su carácter cíclico. En este sentido, la demanda de gas natural oscila entre los 3.000 millones de m^3 por mes en el verano hasta unos 4.200 millones de m^3 en julio (suba estacional de hasta 40%).

Esto resulta muy relevante porque también las exportaciones de gas natural de Argentina registran un carácter (contra)cíclico, inducido por los niveles de consumo doméstico. En efecto, los saldos exportables argentinos suelen incrementarse en el verano (con picos mensuales superiores a 300 millones de m^3 de gas, usualmente en marzo) y reducirse a mínimos en junio y julio (en torno a 200 millones de m^3 de gas por mes).

A su vez, en el gráfico 32 se observa la baja en el consumo doméstico de gas natural apreciable desde 2019, que resulta atribuible a una combinación del avance de los aportes de las fuentes eólica y solar (las cuales desde ese año comenzaron a sustituir una creciente fracción de la generación térmica a base de gas - gráfico 31) y a ganancias en eficiencia en todos los usos finales del gas natural y de la electricidad.

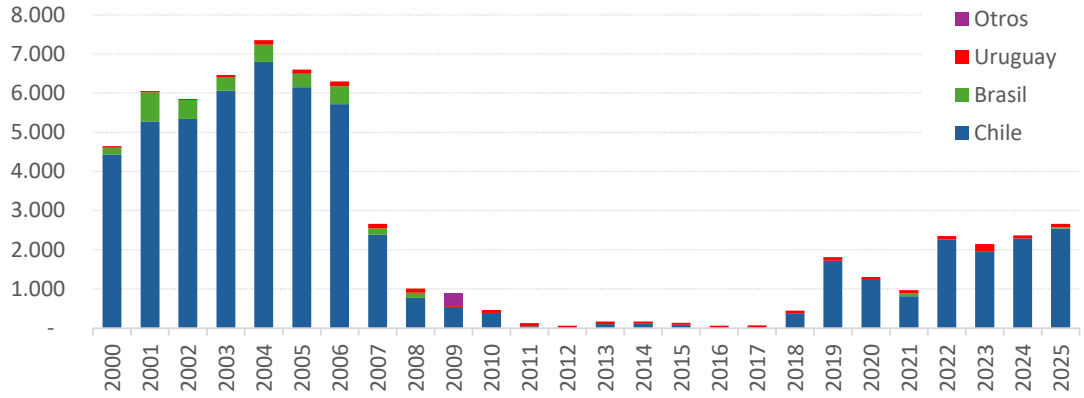
d) Exportaciones de gas natural

Como se advierte en el gráfico 34, las exportaciones argentinas de gas natural alcanzaron el máximo volumen total histórico en 2004, con 7.350 millones de m^3. Sin embargo, a partir del año siguiente empezaron a descender y en 2007 lo hicieron abruptamente, hasta niveles ínfimos a partir de 2011. En 2018 empezaron a recuperarse.

Prácticamente la totalidad de las exportaciones de gas de la Argentina entre 2000 y 2025 fueron destinadas a Chile, con Brasil en un segundo lugar (en especial hasta 2006) y exportaciones reducidas a Uruguay y otros países.

Gráfico 34. Evolución de la exportación de gas natural de la Argentina y destinos (2000-2025)

En millones de m^3

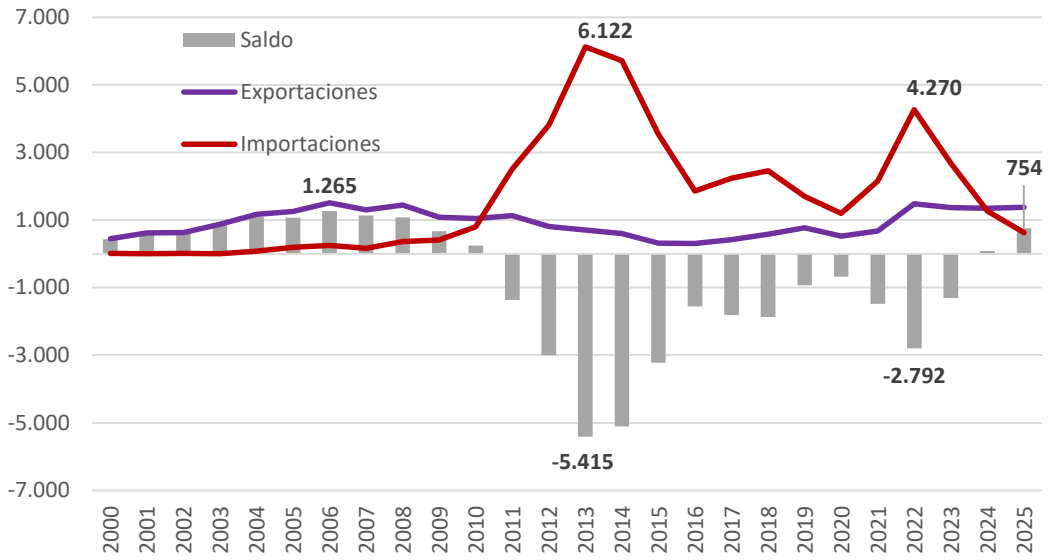


Fuente: CEI sobre la base del IAPG

e) Balanza comercial de gas natural y GNL

Gráfico 35. Evolución de la exportación, importación y saldo de gas natural de la Argentina (2000-2025)

En millones de US$



Fuente: CEI sobre la base de INDEC

La evolución de la balanza comercial de gas natural y GNL de la Argentina refleja todos los cambios en la producción, exportaciones e importaciones analizados en los dos apartados anteriores.

Como se puede apreciar, la balanza comercial argentina a nivel de gas natural registró superávit hasta 2010. En 2006 la Argentina alcanzó tanto el pico de sus exportaciones de gas natural (US$ 1.512 millones) como de saldo superavitario (US$ 1.256 millones).

La Argentina pasó al terreno deficitario a nivel gasífero a partir de 2011 y se mantuvo en esa situación hasta 2024. El pico deficitario se registró en 2013 (US$ 5.415 millones), espoleado por el récord en las importaciones (que incluyen el GNL, más oneroso en términos relativos, y totalizaron US$ 6.122 millones).

A medida que crecía la producción doméstica en Vaca Muerta el déficit se redujo. Así, en 2019 fue de US$ 930 millones. Sin embargo, tuvo una fuerte recaída en 2022.

En 2024 la Argentina regresó al terreno superavitario a nivel de gas natural. El saldo positivo subió fuertemente en 2025, con US$ 754 millones, y superaría ese umbral al cierre de este año.

f) Proyectos vinculados a GNL

Antecedente. Entre 2018 y 2020, la Argentina llevó a cabo su primera experiencia histórica de exportación de GNL a través de la unidad flotante de licuefacción de gas natural Tango FLNG, perteneciente a la empresa belga Exmar. En noviembre de 2018 YPF firmó un contrato de alquiler con Exmar por el plazo de diez años de la barcaza Tango FLNG. El objetivo era aprovechar los excedentes de gas no convencional producidos en Vaca Muerta durante los meses estivales, a fines de licuarlo y exportarlo. En junio de 2019 el buque concretó la primera

exportación. Luego de unos cuatro cargamentos adicionales y en el contexto de la pandemia, YPF canceló anticipadamente el proyecto en octubre de 2020.

Proyectos actuales. Argentina cuenta con dos nuevos proyectos vinculados a producción y exportación de GNL: el de Southern Energy S.A. (SESA) y, tres veces mayor en escala productiva total, el de Argentina LNG. YPF participa de ambos.

Proyecto de Southern Energy S.A. Consiste en adaptar y operacionalizar dos unidades flotantes (FLNG), el "Hilli Episeyo Golar" y el "MKII" (rebautizado Esperanza), ambas propiedades de la firma noruega Golar, a fines de que procesen (licuen) el gas natural en Sierra Grande (Golfo de San Matías) provincia de Río Negro, de manera continua y lo almacenen para luego transferirlo a los buques metaneros que lo transportarán hasta los puertos de destino.

El consorcio Southern Energy está integrado por la estadounidense Pan American Energy (PAE) (30%), YPF (25%), Pampa Energía (20%), la británica Harbour Energy (15%) y la noruega Golar LNG (propietaria de las unidades flotantes) (10%). La decisión final de inversión con relación al primer buque tuvo lugar en mayo de 2025 y respecto del segundo en agosto de 2025. La inversión total alcanza los US$ 15.156 millones. El proyecto ingresó al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) en abril de 2025.

En este sentido, el buque Hilli Episeyo (construido en 1975, longitud de 293 metros) opera desde 2018 en Camerún. Cuenta con una capacidad de producción de 2,45 millones de toneladas de GNL, equivalentes (una vez regasificado y se emplea la tasa de conversión de 1.360 m^3 por tonelada) a unos 3.300 millones de m^3 de gas natural. La entrega y comienzo de operaciones del buque está prevista para el cuarto trimestre de 2027.

El Hilli Episeyo ya cuenta con un contrato de suministro de dos millones de toneladas anuales de GNL a Alemania, por el plazo de ocho años, a partir de fines de 2027. Dicho acuerdo fue firmado entre SESA y la compañía estatal alemana Securing Energy for Europe (SEFE) en marzo de 2026.

Por su parte, la unidad flotante Esperanza es más moderna (2004) y de mayor longitud (392 metros). Se encuentra bajo proceso de reacondicionamiento en China y cuenta con una capacidad de producción de 3,5 millones de toneladas de GNL, equivalentes a casi 4.800 millones de m^3 de gas natural. La entrega del buque está prevista para 2028-2029.

Hasta que se concrete la construcción del gasoducto exclusivo de San Matías desde Vaca Muerta hasta la costa de Río Negro (proyecto que ingresó al RIGI en junio de 2026 e implica una inversión de US$ 1.300 millones), ambos buques tomarán el gas natural del gasoducto San Martín, el cual suministra gas desde las cuencas Austral y del Golfo San Jorge.

Cuando ambos buques estén operativos, la capacidad de producción total del proyecto alcanzaría unos 6 millones de toneladas de GNL al año.

Es importante indicar que, dado el carácter cíclico de la demanda argentina de gas natural, en un comienzo los saldos exportables disponibles para su licuefacción corresponderían a producción realizada en los nueve meses no invernales.

Argentina LNG. Es un consorcio integrado por YPF (36%), por la Corporación Nacional de Hidrocarburos de Italia (ENI, 32%) y por XRG-ADNOC, petrolera estatal de Emiratos Árabes Unidos (32%).

El próximo 26 de noviembre de 2026, Argentina LNG concretaría la firma de la decisión final de inversión con relación al proyecto, el cual incluye inversiones orientadas, en forma paralela, a 1)

realizar nuevos pozos y expandir así la producción en Vaca Muerta; 2) construir el ya aludido gasoducto San Matías; 3) explorar opciones futuras para ampliar aún más la producción de GNL.

Argentina LNG representa inversiones por un total de US$ 51.000 millones, la mayor inyección privada de capital de la historia de la Argentina. De ese total, unos US$ 29.000 millones se desembolsarían en los próximos cuatro años. El equivalente a US$ 15.000 millones se canalizaría a proveedores argentinos de bienes y servicios. Según las proyecciones, la exportación de GNL de Argentina generará hasta 40.000 empleos directos e indirectos durante la fase de puesta en funcionamiento y unos 8.000 empleos en forma estable durante la vida útil del proyecto. El proyecto solicitó el ingreso al RIGI en agosto de 2026.

Argentina LNG prevé generar una capacidad de producción de 12 millones de toneladas de GNL al año, con la opción tecnológica de expandir dicha producción hasta 18 millones de toneladas anuales. Argentina LNG empezaría a producir GNL en 2031.

Según proyecciones tentativas y si eventualmente se concretasen la totalidad de estos proyectos en su máxima escala, el proyecto Argentina LNG podría efectivizar, en el plazo de 30 años, la exportación global de entre 880 y 950 millones de toneladas de GNL, equivalente, regasificado, a unos 1,2 billones de m^3 de gas natural.[64] Esto representaría exportaciones anuales superiores a los US$ 10.000 millones (McKinsey las estima en US$ 13.000 millones por año).

A nivel de rutas marítimas, podemos aludir a la menor distancia y días de tránsito promedio que favorecen a las exportaciones argentinas de GNL *vis-a-vis* EE.UU. En este sentido, Argentina cuenta con una ventaja geográfica clara al momento de abastecer a Brasil (11 días menos), India (17 días menos), China (entre 5 y 19 días menos) y Japón (hasta 26 días menos en la ruta que no utiliza el canal de Panamá)[65].

g) A modo de cierre

El incremento de la producción y exportación de gas natural por parte de la Argentina registrado en los últimos años resulta extremadamente importante por una serie de razones confluyentes, pero analíticamente distinguibles entre sí.

En primer lugar, tanto la matriz de energía primaria como la de generación eléctrica del país son altamente dependientes del gas natural. Si la producción doméstica no logra cubrir la demanda nacional, el país debe importar dicho gas natural, vía gasoducto o como GNL. En el pasado reciente, esto redundó en considerables flujos emisivos de divisas, a fines de solventar las importaciones de gas natural desde Bolivia y de GNL.

Asegurar la provisión gasífera a nivel doméstico le brinda a la Argentina márgenes de seguridad adicionales y particularmente relevantes en un contexto internacional como el actual, en el cual se han registrado recientemente todo tipo de disrupciones que impactan en los mercados energéticos mundiales y regionales.

En segunda instancia, a medida que la Argentina logre incrementar su producción de gas natural más allá del autoabastecimiento tenderá a generar crecientes saldos exportables. De manera paralela, el incremento de los aportes de las restantes fuentes energéticas (nuclear,

[64] En 2025, el comercio total de GNL a nivel mundial fue de 437 millones de toneladas (IGU) o, en una estimación ligeramente menor, de 578.000 millones de m^3 (Energy Institute).
[65] Estimaciones realizadas por Argentina LNG.

hidroeléctrica, eólica, solar, etc.) complementa las inversiones realizadas específicamente para expandir la producción de gas natural y, al reducir el consumo doméstico, acelera la liberación de saldos disponibles.

En septiembre de 2026 Argentina registró inversiones récord orientadas a plasmar proyectos de generación y exportación de GNL, así como a expandir los saldos exportables vía gasoducto. Esto se combina con planes aún más significativos desde el punto de vista del potencial en generación de divisas en materia de petróleo. De este modo y según las proyecciones oficiales, el sector hidrocarburífero argentino se consolidaría como el segundo complejo exportador de la Argentina e incrementaría aceleradamente su contribución al superávit comercial. Esto junto a sectores exportadores tradicionalmente dominantes, el oleaginoso y el cerealero, así como a los complejos minero, el de servicios basados en conocimiento, entre otros, que también se encuentran en expansión.

En tercer lugar, la expansión de la producción gasífera de la Argentina desbroza el camino para explorar un abanico de opciones productivas complementarias. En un horizonte temporal de corto plazo, podemos aludir, por ejemplo, a la producción de fertilizantes, como se anunció en julio de 2026 con relación a la aprobación del proyecto de construir una planta de urea granulada en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Ello siguiendo una lógica similar a la mencionada con relación al gas natural: en primera instancia, para sustituir importaciones y, complementariamente, para explorar opciones de exportación de fertilizantes.

De cara al mediano y largo plazo, el desarrollo de las capacidades nacionales, el capital físico y humano y la investigación y el desarrollo en materia hidrocarburífera ofrece oportunidades en otros campos, incluyendo la ingeniería, la química orgánica y la geología, precisamente en aquellos campos en los que la sustitución de las fuentes fósiles en general y el gas natural en particular resultan técnicamente más desafiantes. También en otros que se encuentran a nivel mundial en fase exploratoria, como la captura y almacenamiento de carbono en yacimientos, para mitigación climática.

Una de las ideas centrales del presente informe es que el fuerte crecimiento del comercio de GNL es un síntoma de la búsqueda por parte de diferentes actores estatales y privados de incrementar los márgenes de flexibilidad y de ampliar el abanico de opciones disponibles ante diferentes escenarios energéticos. En este sentido, al contribuir al fortalecimiento de las opciones de otros países, en particular los importadores de gas natural y de GNL, pero también de aquellos que estén expandiendo su generación a partir de fuentes renovables y necesiten fuentes de soporte, la Argentina también está creando opciones para sí misma y para su sector exportador. La inversión en infraestructura y en diferentes salidas para su producción gasífera (nuevos gasoductos y ampliación de los ya construidos; habilitación de la opción del GNL; producción local de productos con valor agregado y alto requerimiento de gas natural, como fertilizantes, aluminio, etc.) amplía los márgenes para poder aprovechar oportunidades productivas y exportadoras ante diferentes escenarios regionales e internacionales.

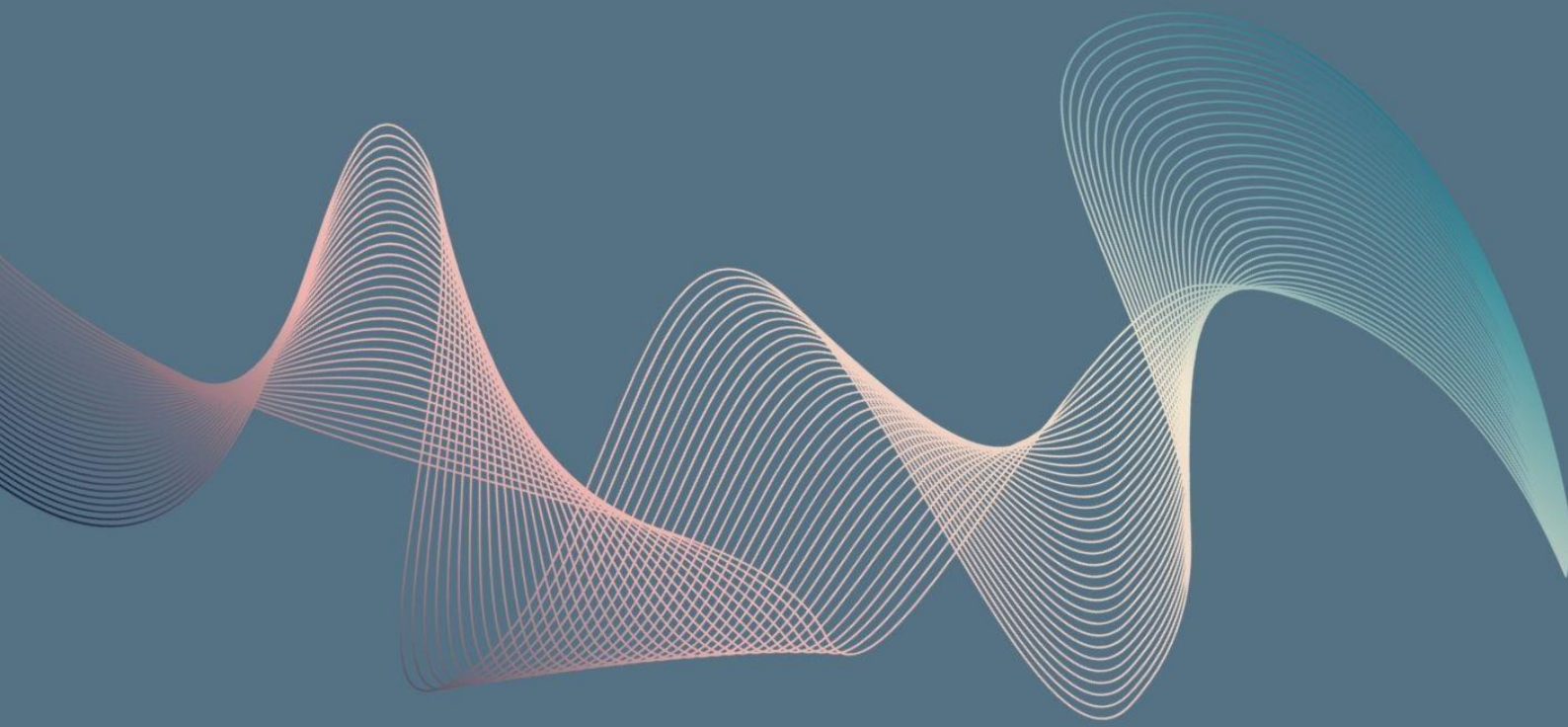
En conclusión, del mismo modo que los saldos exportadores de alimentos de la Argentina representan tanto un conjunto de ingresos fundamentales para la macroeconomía del país como un aporte a la seguridad alimentaria del mundo y una estrategia de proyección diplomática, los saldos exportables de petróleo, gas natural y GNL pueden consolidarse no solamente como una nueva fuente de ingresos para la Argentina sino también como una contribución a la seguridad energética de la región y del mundo.

PERSPECTIVAS DEL GNL EN EL MERCADO ENERGÉTICO GLOBAL Y OPORTUNIDADES PARA LA REPÚBLICA ARGENTINA

LO EXPRESADO EN ESTE INFORME NO NECESARIAMENTE REFLEJA LA OPINIÓN DEL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES, COMERCIO INTERNACIONAL Y CULTO DE LA ARGENTINA.

LOS HIPERVÍNCULOS A OTROS SITIOS WEB TIENEN UNA FINALIDAD MERAMENTE INFORMATIVA Y NO IMPLICAN RESPONSABILIDAD NI CONSENTIMIENTO DE SU CONTENIDO POR PARTE DEL CEI.

CIERRE DEL INFORME: OCTUBRE DE 2026



Ministerio de Relaciones Exteriores,
Comercio Internacional y Culto
República Argentina