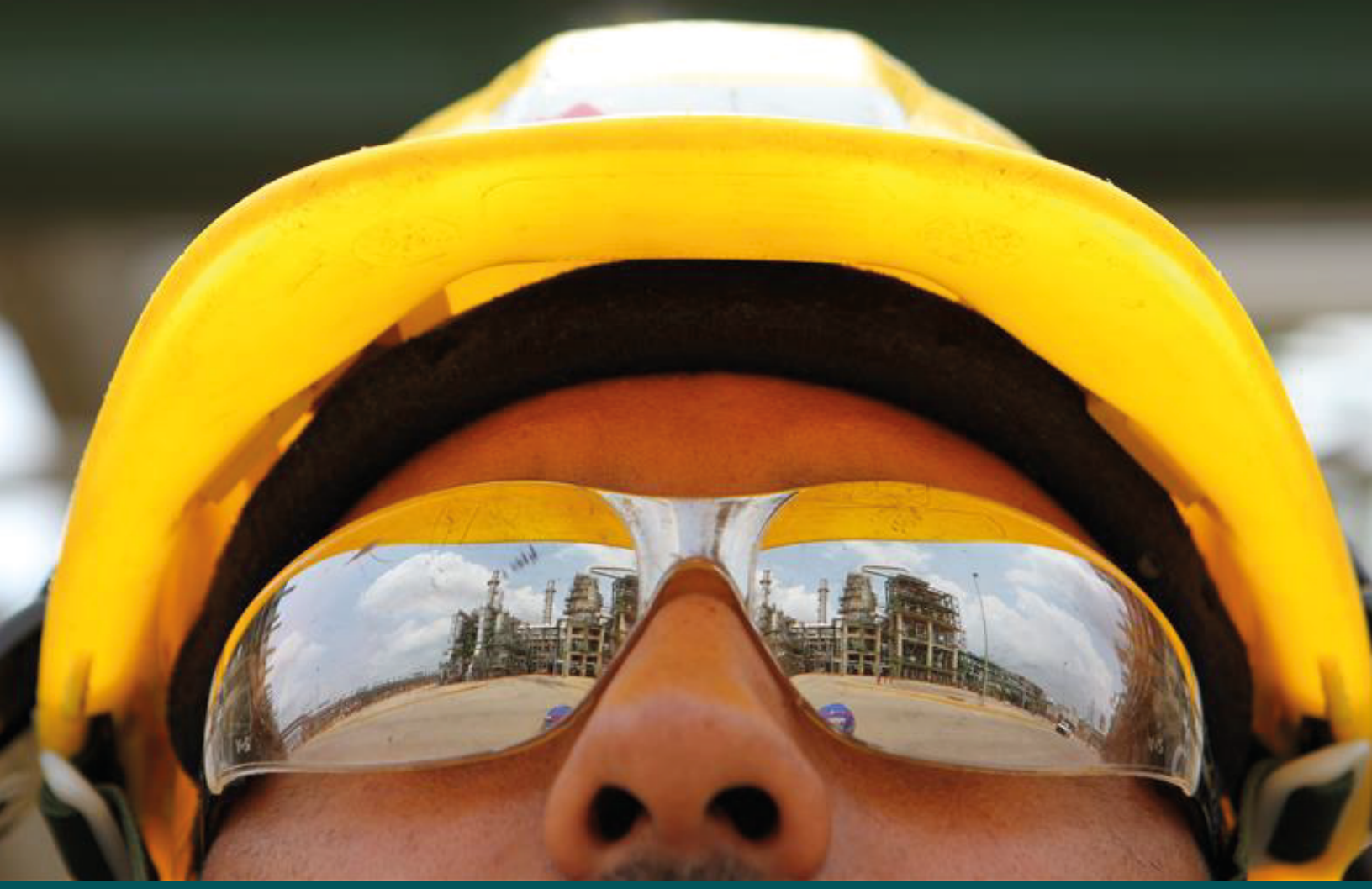


Gas en México: riesgos y alternativas para un modelo energético sostenible

ALEJANDRO CHANONA ROBLES, TALIA CONTRERAS TAPIA

AGOSTO 2025

Natural Resource Governance Institute

Contenido

Resumen Ejecutivo 3

1. Introducción 6

2. Contexto actual 8

3. Vulnerabilidad y riesgos crecientes 12

4. Conclusiones 34

Imagen de portada: Armando Salgado

Resumen ejecutivo

El gas[1] es un combustible fundamental en el sistema energético mexicano: abastece cerca del 60 % de la generación eléctrica nacional y constituye un insumo clave para la industria y las operaciones de Pemex. Su expansión en las últimas décadas ha sido posible gracias al acceso al gas proveniente de Estados Unidos, lo que ha dado lugar a una creciente dependencia de las importaciones. Actualmente, más del 70 % del gas consumido en México es importado, principalmente por ductos desde Texas, lo que ha abierto flancos de vulnerabilidad que requieren una gestión estratégica.

Este documento de discusión examina tres supuestos que han sustentado la política energética en años recientes:

- que México tendrá acceso sostenido a un suministro abundante y confiable de gas natural;
- que el precio del gas natural en Estados Unidos permanecerá bajo y estable; y
- que el gas natural no compromete las metas climáticas y de transición energética de México.

La revisión pública y periódica de estos supuestos ha sido limitada, lo que ha dificultado la identificación de vulnerabilidades y la mitigación de riesgos. Este documento busca enriquecer la discusión mediante un análisis de las ventajas y riesgos asociados al gas, en un contexto nacional y global cada vez más dinámico e incierto. Factores como los realineamientos geopolíticos, las reconfiguraciones comerciales, la emergencia climática y la transición energética han acentuado los desafíos que representa la creciente dependencia de México del gas.

Esta dependencia puede analizarse a partir de las siguientes dimensiones:

- **Dependencia de fuentes externas**: México cubre una proporción significativa de su demanda de gas mediante importaciones, casi en su totalidad provenientes de Estados Unidos.
- **Dependencia tecnológica**: el predominio de las centrales de ciclo combinado ha resultado en un sistema eléctrico altamente especializado, diseñado en torno al uso del gas natural como insumo principal.
- **Dependencia logística**: el suministro de gas está condicionado por la concentración del flujo en un número reducido de ductos y puntos de internación, así como por la limitada capacidad de almacenamiento (equivalente a solo 2.4 días de consumo).

1 Salvo que se indique lo contrario, en este documento NRGI emplea el término "gas" para referirse al gas natural, definido en la Ley del Sector Hidrocarburos como: *"mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que está constituida principalmente por metano y otros gases hidrocarburos más pesados. Asimismo, puede contener nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, entre otros compuestos. Puede ser gas natural asociado, gas natural no asociado, gas asociado al carbón mineral o gas del procesamiento industrial."* Ley del Sector Hidrocarburos, Nueva Ley publicada en el *Diario Oficial de la Federación*, 18 de marzo de 2025, disponible en: www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSH.pdf

La profundización de la dependencia ha agudizado las vulnerabilidades energéticas del país, haciéndolo más susceptible a condiciones adversas. Sin una gestión adecuada de dichas vulnerabilidades, la dependencia puede resultar riesgosa y tener serias consecuencias socioeconómicas. Por ello, es pertinente analizar los riesgos que han ido emergiendo y evaluar qué tan compatible es la actual estrategia de gas con los objetivos de política energética.

Riesgos de suministro

Estos riesgos se refieren a amenazas de interrupción física del flujo de gas natural, o a restricciones operativas, políticas o naturales que afectan su disponibilidad continua. Son situaciones fortuitas o inducidas que pueden impedir que el gas llegue en las cantidades, momentos y lugares requeridos. Incluyen disrupciones de corto plazo —como fallas de infraestructura crítica, eventos meteorológicos extremos, accidentes, ataques o decisiones políticas que restringen temporalmente el comercio de gas— y escenarios de largo plazo, como una disminución estructural en la producción regional o el redireccionamiento de los flujos de gas hacia mercados de mayor rentabilidad. El impacto de cada disrupción varía según su alcance y duración, por lo que cada una requiere una respuesta diferenciada.

En México, el supuesto de que el gas es un recurso abundante y de acceso confiable ha sido válido durante las últimas décadas, gracias a la sobreoferta en Estados Unidos y la integración física entre ambos mercados. Esta situación ha permitido mantener una alta participación del gas en la matriz eléctrica mexicana sin aumentar significativamente la producción doméstica ni implementar una estrategia ambiciosa de diversificación tecnológica. Sin embargo, el riesgo surge cuando dicho supuesto se asume como una condición permanente, en lugar de una circunstancia dinámica, sujeta a cambios geopolíticos, técnicos y de mercado.

Por ello, resulta urgente actualizar el marco de análisis con el que se evalúa la dependencia energética y examinar con mayor claridad los siguientes riesgos de suministro:

- El nuevo entorno geopolítico y la revalorización de la seguridad de suministro, con base en consideraciones de seguridad nacional, competencia estratégica y fortalecimiento de capacidades productivas internas.

- Las tensiones bilaterales México-Estados Unidos, que podrían llevar a que el gas natural sea utilizado como una herramienta geopolítica.

- Los fenómenos naturales extremos, como la tormenta invernal Uri en 2021, que evidenció la vulnerabilidad del suministro de gas natural y la falta de resiliencia del sistema energético.

Riesgos económicos

Estos riesgos se refieren al impacto de la dependencia en los costos de la energía y en la competitividad de la economía nacional en un sentido más amplio. Este tipo de riesgo considera la exposición de un país a factores externos que pueden afectar el precio, la disponibilidad o las condiciones de acceso a los recursos energéticos, así como su influencia en la planeación y sostenibilidad del modelo energético nacional.

La política energética de México se ha basado en el supuesto de que los precios del gas estadounidense permanecerán bajos y estables, lo que justificaría articular buena parte de la infraestructura energética nacional en torno a este recurso. En consecuencia, México ha optado por aprovechar el acceso a precios bajos, integrando su infraestructura logística y desarrollando capacidades internas orientadas a ampliar el consumo de gas, tanto en procesos industriales como en la generación eléctrica.

La expansión del gas en México y el intercambio comercial con Estados Unidos han generado efectos económicos positivos durante las últimas décadas. Sin embargo, un efecto colateral del bajo costo del gas importado ha sido la pérdida de incentivos para producirlo en México, lo que ha contribuido al aumento sostenido de las importaciones. Con el tiempo, este escenario puede evidenciar vulnerabilidades económicas, especialmente cuando la planeación y el desarrollo del sistema energético se estructuran en torno a un insumo externo sobre el cual México no tiene control directo. En este sentido, conviene analizar tres riesgos principales:

- La volatilidad de los precios del gas importado, ya que los precios en México están sujetos a las fluctuaciones del mercado estadounidense y a una creciente exposición a dinámicas del mercado global.

- Las presiones alcistas derivadas de la expansión del gas natural licuado (GNL) en Estados Unidos, que podría encarecer el gas disponible para México al aumentar la competencia internacional por el recurso.

- Una posible sobreinversión en infraestructura de gas que, bajo ciertos escenarios de transición energética, podría traducirse en activos varados.

Riesgos ambientales y climáticos

Estos riesgos se refieren a los impactos ambientales asociados al uso del gas natural. Aunque este combustible fósil es menos intensivo en carbono que otros, su uso sigue generando emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y plantea desafíos en términos de sostenibilidad. Este tipo de riesgo considera los aspectos ambientales vinculados a las distintas etapas de la cadena de valor del gas, desde su extracción hasta su consumo.

En las últimas décadas, uno de los supuestos que ha respaldado el crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional en torno a centrales e infraestructura de gas natural es que sus efectos ambientales son compatibles con los compromisos de México en materia climática y de transición energética. Sin embargo, en ausencia de una gestión rigurosa y una supervisión sostenida, dichos impactos pueden traducirse en riesgos para el medio ambiente, la salud pública y las metas climáticas del país.

La tensión entre las ambiciones climáticas de México –como la meta de cero emisiones netas para 2050 y la generación de 45 % de electricidad a partir de fuentes limpias para 2030– y la actual política energética, centrada en aumentar la producción nacional de gas natural e incrementar la generación eléctrica a través de centrales de ciclo combinado, exige un análisis más profundo sobre la viabilidad del gas en el largo plazo. En este contexto, resulta pertinente analizar tres riesgos clave:

- Las emisiones contaminantes a lo largo del ciclo de vida del gas natural, que limitan sus beneficios ambientales frente a lo que comúnmente se asume, especialmente cuando se consideran las fugas de metano.

- Los impactos asociados a la extracción de recursos no convencionales de gas por medio de *fracking,* incluyendo sus efectos sobre el agua, el territorio, las comunidades locales y la viabilidad financiera de su desarrollo a gran escala.

- La posibilidad de incurrir en un *carbon lock-in,* es decir, que una dependencia estructural del gas en la planeación energética desplace o postergue el desarrollo de fuentes renovables y otras tecnologías limpias.

A partir del análisis de los distintos tipos de riesgos, este documento incorpora en cada sección una serie de preguntas clave para orientar el debate. No se busca ofrecer respuestas específicas, sino visibilizar vacíos de información y áreas que requieren mayor discusión. Estas preguntas han servido para estructurar diálogos con expertos especializados y para enfocar el trabajo de NRGI en México en los temas más estratégicos y urgentes en la agenda de gas en el país.

1. Introducción

En México, el gas natural se ha consolidado como el principal combustible para generar electricidad, desplazando a otros energéticos más costosos o contaminantes como el combustóleo, el diésel y el carbón. Actualmente, cerca del 60 % de la electricidad en México se genera a partir de gas natural, tanto en centrales de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como en plantas de ciclo combinado operadas por entes privados[2]. Además, el gas cubre necesidades energéticas clave en la industria y en las operaciones de Petróleos Mexicanos (Pemex), por lo que su disponibilidad y precio inciden directamente en la competitividad económica del país.

En un entorno global en constante evolución —marcado por realineamientos geopolíticos, reconfiguraciones comerciales, la emergencia climática y la transición energética—, la creciente dependencia de México del gas, particularmente del importado de Estados Unidos, plantea retos significativos. El desarrollo económico en las últimas décadas se ha visto favorecido por el hecho de contar con un suministro energético así de accesible; sin embargo, una dependencia tan pronunciada abre flancos de vulnerabilidad que requieren una gestión estratégica. En paralelo, la intensificación de la crisis climática, marcada por eventos extremos cada vez más frecuentes y la presión por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), acentúa la necesidad de diversificar la matriz energética y fortalecer la resiliencia del sistema.

Este documento de discusión examina tres supuestos clave que han sustentado la política energética en años recientes. De su confirmación depende la viabilidad de la apuesta por el gas como una opción conveniente y de bajo riesgo para el país. Estos supuestos son:

- que México tendrá acceso sostenido a un suministro abundante y confiable de gas natural;
- que el precio del gas natural en Estados Unidos permanecerá bajo y estable; y
- que el gas natural no compromete las metas climáticas y de transición energética de México.

No obstante, la revisión pública y periódica de estos supuestos por parte de los tomadores de decisión ha sido limitada, lo que ha dificultado la identificación oportuna de vulnerabilidades y la mitigación de riesgos. Este documento busca enriquecer esa discusión mediante un análisis que pondera las ventajas y riesgos asociados al gas, tanto en el contexto nacional como en un entorno global cada vez más dinámico e incierto. Solo mediante un diagnóstico claro y fundamentado será posible desarrollar estrategias y políticas públicas basadas en evidencia, que articulen de manera coherente los objetivos de seguridad energética, desarrollo económico, sostenibilidad ambiental y justicia social. Esto, a su vez, será clave para fortalecer la gobernanza en el sector del gas en México.

2 Secretaría de Energía (Sener), "Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)", *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038*, capítulo 4, p. 97, disponible en: base.energia.gob.mx/PRODESEN2024/prodesen24-38cap4.PDF

2. Contexto actual

El rápido crecimiento en el consumo de gas natural, sumado al declive de la producción doméstica, ha generado una dependencia progresiva de fuentes externas para su suministro. En particular, México depende de las importaciones de gas procedentes de un solo país, Estados Unidos, para cubrir la mayor parte de su demanda interna, una situación atípica incluso entre las economías eminentemente importadoras de gas natural[3]. Así, México tiene un modelo energético en el que el gas es dominante, la producción doméstica no cubre las necesidades de consumo y no se cuenta con inventarios estratégicos o infraestructura de respaldo que garanticen la seguridad energética del país frente a posibles interrupciones. En este apartado, se explora la trayectoria que ha llevado a México a esta situación, se define el concepto de dependencia energética y se identifican los riesgos asociados en términos de suministro, económicos, ambientales y climáticos.

Evolución del gas en la economía y en el sector eléctrico

Desde principios del siglo XXI, el consumo de gas natural en México ha crecido aceleradamente, impulsado por su uso en la generación de electricidad. La expansión de centrales de ciclo combinado a base de este gas —más eficientes y con menores emisiones de GEI que otras opciones fósiles, como se detallará más adelante—, junto con el abaratamiento del insumo a causa de la revolución del gas de lutitas en Estados Unidos, posicionaron al gas como una opción estratégica. De este modo, pasó de ser una fuente minoritaria a principios de siglo a convertirse en el combustible dominante en el sector eléctrico, actualmente representando alrededor del 40 % de la capacidad instalada y el 60 % de la generación eléctrica en el país, desplazando a fuentes tradicionales como el combustóleo y el carbón[4].

Según la Prospectiva de Gas Natural 2023-2037 de la Secretaría de Energía (Sener), el 59 % del gas natural en México se destina a la generación de electricidad[5]. Sin embargo, no es la única industria que ha incrementado su consumo del combustible. Actualmente, cerca del 17 % del gas se destina al sector industrial, impulsado por la expansión de parques industriales y cadenas de valor como la del acero, vidrio, petroquímica, manufactura y alimentos, entre otras[6]. Por otro lado, el 23 % del gas natural es consumido por el sector petrolero, principalmente por Pemex, en sus procesos de refinación, generación de vapor y reinyección en yacimientos, entre otras operaciones[7]. El consumo en los sectores residencial y de transporte sigue siendo incipiente, pues representa solo el 1 % del total nacional, debido a la limitada infraestructura de distribución de gas en las ciudades y la baja adopción de vehículos a gas[8].

3 Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), "Prospectiva de la producción nacional de gas natural", p. 5, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/488400/Prospectiva_Produccion_Nacional_Gas_Natural__2_.pdf

4 Sener, "Balance Nacional de Energía 2000", 2001, p. 71, disponible en: www.cie.unam.mx/xml/se/pe/fmp/BALANCE_E_2000.pdf; Sener, "Anexo 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional", *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038*, p. 160, disponible en: https://base.energia.gob.mx/PRODESEN2024/prodesen24-38A1.PDF; Gobierno de México, "Mexico's Plan. Strategy for Equitable and Sustainable Economic Development for Shared Prosperity" (First draft), 2025, lámina 17, disponible en: embamex.sre.gob.mx/trinidadytobago/images/Cargar/turismocomercialesyculturales/English_Version_Plan_Mexico_2030-compressed.pdf

5 Sener, "Prospectiva de Gas Natural 2023-2037", p. 33, disponible en: base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PGN_23-37_F.pdf

6 Ibid.

7 Ibid.

8 Ibid.

Durante las décadas de 1970 y 1980, el desarrollo de grandes campos petroleros en el Golfo de México, como Cantarell, permitió cubrir la demanda interna con gas asociado, lo que permitió mantener un equilibrio relativamente estable entre la producción y el consumo de gas natural[9]. Sin embargo, a partir de los años 2000, el consumo nacional de gas natural creció más rápido que la producción, lo que llevó a un aumento progresivo de las importaciones para cubrir la brecha. Entre 2014 y 2024, la producción nacional de gas natural cayó 33 %, de 5 758 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) a 3 854 MMpcd[10], debido, entre otras causas, al agotamiento natural de los campos maduros y a la falta de inversiones significativas en exploración. Esto último se explica por la prioridad que Pemex ha dado a la producción de petróleo crudo, dada su mayor rentabilidad.

El déficit de gas en México ha aumentado con el tiempo. Las importaciones por ducto pasaron de 913 MMpcd en 2010 a 6 421 MMpcd en 2024, es decir, se multiplicaron por siete en poco más de una década[11]. Para 2023, el 73 % del gas natural consumido en el país provino de importaciones, principalmente de Estados Unidos[12]. Así, México se convirtió en el tercer mayor importador de gas natural por ducto a nivel mundial, solo detrás de China y Estados Unidos, este último un país que, además de ser exportador, también importa gas canadiense[13]. Distintos pronósticos anticipan que esta dependencia del gas de Estados Unidos seguirá aumentando en los próximos años, impulsada por la creciente demanda, las limitaciones de la producción doméstica y la expansión en la infraestructura de gasoductos[14].

El despliegue de ductos en México ha sido fundamental para facilitar las crecientes importaciones de gas. Durante la década de 2010, a raíz de varios episodios de escasez que causaron alertas críticas en el sistema, se amplió significativamente la red de ductos, para así conectar las cuencas gasíferas del sur de Texas con los principales centros de consumo en México[15]. Destacan proyectos como el gasoducto Los Ramones y el gasoducto marino Sur de Texas-Tuxpan. Esto permitió una integración profunda con el mercado estadounidense, con el gas de lutitas de la Cuenca Pérmica y la formación Eagle Ford fluyendo masivamente hacia México. La red de gasoductos creció de 11 300 km a 19 000 km entre 2012 y 2024[16]. Asimismo, el número de ductos de internación aumentó de 9 en el año 2000 a 24 en 2024[17]. Sin embargo, el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas fue mínimo: la capacidad de almacenamiento actual equivale apenas a alrededor de 2.4 días de consumo nacional, muy por debajo de los estándares internacionales, que muestran que los

9 Javier Estrada, Víctor Rodríguez y Víctor Hugo Ventura, *El gas natural en México. Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, (Cepal), 2022, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/49810616-0d2c-44c6-80f8-aa5a250f9be1/content

10 Ibid.; Sener, "Prospectiva de Gas Natural 2023-2037", p. 49, disponible en: base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PGN_23-37_F.pdf; Sener, "Estrategia Nacional del Sector de Hidrocarburos y Gas Natural", 13 de noviembre de 2024, p. 22, disponible en: www.proyectosmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2024/11/ENS_Hidrcbs-Gas.pdf

11 U.S. Energy Information Administration (EIA), Natural Gas, disponible en: www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2a.htm

12 Octavio Amador, "Importación de gas natural desde EU marcó récord con AMLO", *El Economista*, 12 de diciembre de 2024, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/importacion-gas-natural-eu-marco-record-amlo-20241212-738051.html

13 Energy Institute, Statistical Review of World Energy, 2024, p. 45, disponible en: www.energyinst.org/statistical-review/home

14 Fitch Ratings, "Mexico Reliance on US Natural Gas to Grow Amid Rising Trade Tensions", 20 de febrero de 2025, disponible en: www.fitchratings.com/research/corporate-finance/mexicos-reliance-on-us-natural-gas-to-grow-amid-rising-trade-tensions-20-02-2025; Javier Estrada, Víctor Rodríguez y Víctor Hugo Ventura, *El gas natural en México. Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, (Cepal), 2022, p. 91, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/49810616-0d2c-44c6-80f8-aa5a250f9be1/content

15 Lilia González, "Industria perdió US16,350 millones por alertas de gas", *El Economista*, 24 de enero de 2013, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/Industria-perdio-US16350-millones-por-alertas-de-gas-20130123-0117.html

16 Sener, Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, "Estatus de gasoductos", abril de 2018, p. 2, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/314344/Estatus_de_gasoductos_abril_2018.pdf; Sener, "Prontuario Estadístico", marzo de 2024, p. 10, disponible en: base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioGNP_MAR24.pdf

17 Ibid., p.11

países importadores suelen mantener reservas que abarcan semanas o incluso meses[18].

¿Cómo se define la dependencia energética?

La Sener ha reconocido que "la tendencia negativa de la producción nacional de gas natural en la última década ha generado dependencia en la importación del hidrocarburo"[19]. En términos simples, la dependencia energética se refiere a la incapacidad de un país para satisfacer sus necesidades energéticas con recursos propios, lo que lo obliga a recurrir a fuentes externas[20]. Cabe aclarar que el intercambio comercial y la integración de infraestructura energética no son en sí mismos negativos, pues aportan beneficios económicos, fortalecen la seguridad energética e, incluso, pueden alinear intereses políticos entre países. Sin embargo, cuando la dependencia energética se intensifica y la relación se vuelve asimétrica, pueden surgir vulnerabilidades y riesgos para el país importador. En este contexto, la dependencia energética puede analizarse a partir de las siguientes tres dimensiones, que, en el caso del gas en México, están profundamente interconectadas:

- **Dependencia de fuentes externas de suministro:** es la proporción en que un país satisface su demanda mediante importaciones de energía, así como el nivel de concentración o diversificación de sus fuentes de suministro. El caso de México es notable: más del 70 % de su consumo de gas natural proviene del exterior, principalmente, como ya se ha apuntado, de un solo país. Mientras otros importadores como Francia, Japón, Alemania o España compran gas natural a múltiples naciones, con lo que reducen riesgos geopolíticos y de mercado, México ha dependido casi exclusivamente de la frontera terrestre con Estados Unidos para satisfacer su demanda.

- **Dependencia tecnológica:** se refiere al uso intensivo de un tipo de tecnología, junto con los conocimientos y equipos específicos —a menudo de origen foráneo— necesarios para aprovechar un combustible determinado. México presenta una alta dependencia tecnológica en el sector eléctrico provocada por el predominio de las centrales de ciclo combinado, que usan el gas natural como insumo principal. Estas plantas actualmente representan el 40 % de la capacidad instalada y el 60 % de la generación eléctrica total del país[21]. Esta concentración en una tecnología específica implica que los equipos, los conocimientos operativos y los sistemas de control están optimizados para maximizar la eficiencia de estas plantas, y en su mayoría son diseñados y suministrados por empresas internacionales. En las últimas décadas, la CFE ha recurrido en gran medida a la tercerización del desarrollo de estas plantas, anteriormente por medio de la modalidad de Productores Independientes de Energía (PIE) —que vendían su electricidad exclusivamente a la CFE—, y de la adjudicación de contratos EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para la instalación y puesta en marcha de centrales de ciclo combinado.

18 Javier Estrada, Víctor Rodríguez y Víctor Hugo Ventura, *El gas natural en México. Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, (Cepal), 2022, p. 59, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/49810616-0d2c-44c6-80f8-aa5a250f9be1/content; Instituto Mexicano para la Competitividad (Imco), *Infraestructura de almacenamiento de gas natural para la seguridad energética,* 2022, p. 2, disponible en: imco.org.mx/wp-content/uploads/2022/11/Infraestructura-de-almacenamiento-de-gas-natural_Documento-2022.pdf

19 Sener, "Prospectiva de Gas Natural 2023-2037", p. 50, disponible en: base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PGN_23-37_F.pdf

20 Sener, "Balance Nacional de Energía", 2023, p. 40, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/977268/Balance_Nacional_de_Energ_a_2023.FINAL06.02.2025.1.pdf; Eurostat, "Statistics Explained: Energy dependency rate", disponible en: ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Energy_dependency_rate

21 Sener, "Anexo 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional", Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038, p. 160, disponible en: base.energia.gob.mx/PRODESEN2024/prodesen24-38A1.PDF, Gobierno de México, "Mexico's Plan. Strategy for Equitable and Sustainable Economic Development for Shared Prosperity" (First draft), 2025, lámina 17, disponible en: embamex.sre.gob.mx/trinidadytobago/images/Cargar/turismocomercialesyculturales/English_Version_Plan_Mexico_2030-compressed.pdf

- **Dependencia de infraestructura y logística:** se refiere al grado en que el suministro de energía está condicionado por la capacidad, redundancia y resiliencia de los sistemas de transporte y almacenamiento. En el caso del gas natural, esto se define por el número y tipo de vías utilizadas, los puntos de internación, la distribución de volúmenes y los posibles cuellos de botella o puntos críticos de falla. En México, esta dependencia se refleja en la alta concentración del flujo de gas en unos pocos ductos y puntos de entrada, especialmente en la frontera con Texas[22]. Además, la limitada capacidad de almacenamiento —equivalente a solo 2.4 días de consumo nacional— hace que el sistema opere bajo un modelo *just-in-time*, sin márgenes de maniobra ante interrupciones, lo que limita la capacidad de respuesta ante contingencias.

Estas tres dimensiones —de fuentes externas de suministro, tecnológica y de infraestructura/logística— configuran el fenómeno de la dependencia energética en gas. Comprenderlas de manera individual permite visibilizar los diversos retos que enfrenta México; por ejemplo, ¿cuáles son las implicaciones de contar con un portafolio tecnológico limitado?, ¿qué tan preparada está la infraestructura eléctrica del país para integrar fuentes de energía limpia? o ¿cómo puede fortalecerse la resiliencia física de los sistemas de suministro de gas ante disrupciones o emergencias?

La política energética vigente y los planes del gobierno actual

A partir de 2018, el principio de *soberanía* ha sido uno de los ejes centrales de la política energética de México. Este concepto se asocia con la propiedad estatal de los recursos, el apuntalamiento de las empresas públicas en el sector y la autosuficiencia, entendida como la aspiración a no depender del extranjero para abastecer la demanda interna. Sin embargo, se ha aplicado de diferente forma según el recurso del que se trate. En hidrocarburos líquidos, la política de soberanía ha buscado reducir las importaciones de gasolina mediante el fortalecimiento de la producción de Pemex, con proyectos como la refinería Olmeca en Dos Bocas y la adquisición de la refinería Deer Park, ubicada en Texas. En el sector eléctrico, la soberanía ha significado limitar a un máximo de 46 % la participación de las empresas privadas en la generación eléctrica, garantizando así a la CFE un mínimo de 54 %, además de promover la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas existentes.

En materia de gas, la aplicación del concepto de soberanía ha sido ambigua, ya que el impulso dado por el gobierno a este combustible para la generación eléctrica contrasta con el objetivo de autosuficiencia y la aspiración de reducir la dependencia del suministro externo. En el Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030 se estima que a lo largo de este periodo entrarán en operación 15 nuevas centrales de ciclo combinado, que sumarían aproximadamente 10 100 MW de capacidad de generación, lo que llegaría a representar el 35 % de la capacidad total instalada en el mismo lapso, incluyendo tanto a la CFE como al sector privado[23]. El gobierno proyecta que la electricidad generada por este tipo de centrales a nivel nacional aumentará de 213 TWh en 2024 a 243 TWh en 2030, un crecimiento del 14 %. De esta manera, su proporción en la generación total se mantendría

22 Sener, "Prontuario Estadístico", marzo de 2024, p. 20, disponible en: base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioGNP_MAR24.pdf

23 Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030", 5 de febrero de 2025, pp. 4-7, disponible aquí: factorenergetico.mx/wp-content/uploads/2025/02/05febrero26-Plan-Fortalecimiento-y-Expansion-Sistema-Electrico-Nacional.pdf

prácticamente constante, pasando de 60 % a 59 %[24]. Así, la CFE busca expandir su base de activos para satisfacer la creciente demanda eléctrica nacional y asegurar la participación mínima de mercado que supone el enfoque de soberanía energética.

Por otro lado, también se ha promovido el aumento de la producción doméstica de gas como parte de los objetivos para 2030. Aunque Pemex ha logrado modestos incrementos en su producción en años recientes gracias a los campos de Quesqui e Ixachi, en Tabasco y Veracruz, respectivamente, estos avances compensan solo parcialmente el declive de los campos maduros[25]. Así, la producción de gas de Pemex continúa por debajo de la demanda nacional, lo que mantiene la necesidad de seguir importando gas desde Estados Unidos, al menos en el corto y mediano plazo. Desde una perspectiva de seguridad energética, cabe preguntarse si esta situación podría abrir espacio a una mayor participación de productores privados en el desarrollo de infraestructura y en la explotación de campos de gas.

La política actual considera que la principal forma de reducir la dependencia del gas importado es aumentar la producción nacional. Por ello, el gobierno busca incrementar la producción de gas natural de 3 854 MMpcd en 2024 a 5 000 MMpcd para 2030, un aumento del 30 %. Sin embargo, este objetivo parece difícil de alcanzar, en vista de la tendencia histórica, y aun si se alcanza, no sería suficiente para cerrar la brecha actual, ya que las importaciones superan los 6 000 MMpcd[26]. Para cumplir estos nuevos objetivos, se prevé aprovechar el nuevo marco jurídico publicado en marzo de 2025, que introduce la figura de las asignaciones para desarrollo mixto, mediante las cuales Pemex podrá complementar sus capacidades técnicas, operativas, financieras y de ejecución con el apoyo de operadores privados[27]. Asimismo, reportes recientes indican que el gobierno ha comenzado conversaciones con empresas privadas para explorar la viabilidad del fracturamiento hidráulico (*fracking)* en ciertos yacimientos de lutitas, pese a que esto contradice su plataforma electoral y la meta de cero emisiones netas para 2050, tema que se aborda más adelante[28]. Asimismo, los planes actuales consideran la posibilidad de duplicar la capacidad de almacenamiento a nivel nacional en los próximos años[29].

24 Gobierno de México, "Mexico's Plan. Strategy for Equitable and Sustainable Economic Development for Shared Prosperity" (First draft), 2025, lámina 17, disponible en: embamex.sre.gob.mx/trinidadytobago/images/Cargar/turismocomercialesyculturales/English_Version_Plan_Mexico_2030-compressed.pdf

25 Andrew Baker, "Mexico Natural Gas Production Slides Again Despite Record Ixachi Output", *Natural Gas Intelligence*, 26 de noviembre de 2024, disponible en: www.naturalgasintel.com/news/mexico-natural-gas-production-slides-again-despite-record-ixachi-output/

26 Sener, "Estrategia Nacional del Sector de Hidrocarburos y Gas Natural", 13 de noviembre de 2024, p. 22, disponible en: www.proyectosmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2024/11/ENS_Hidrcbs-Gas.pdf; Octavio Amador y Karol García, "Producción de gas natural de Pemex toca nivel mínimo de 30 años", *El Economista*, 23 de febrero de 2025, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/produccion-gas-natural-pemex-toca-nivel-minimo-30-anos-20250223-747628.html

27 Ley del Sector Hidrocarburos, Nueva Ley publicada en el *Diario Oficial de la Federación*, 18 de marzo de 2025, disponible en: www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LSH.pdf

28 Reuters, "Mexico weighs increasing fracking to reduce reliance on US gas, FT reports", 7 de abril de 2025, disponible en: www.reuters.com/business/energy/mexico-weighs-increasing-fracking-reduce-reliance-us-gas-ft-reports-2025-04-08/; Instituto Nacional Electoral, "Plataforma política de Morena, Proceso Electoral 2024", p. 11, disponible en: portal.ine.mx/wp-content/uploads/2024/02/MORENA-PlataformaElectoral-VInculos.pdf; Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), comunicado "México reafirmó su compromiso con la acción climática ambiciosa en la COP29", 27 de noviembre de 2024, disponible en: www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-reafirmo-su-compromiso-con-la-accion-climatica-ambiciosa-en-la-cop29?idiom=es

29 Diego Oré, "Mexico to speed up plans to double gas storage capacity amid Trump supply fears", *Reuters*, 29 de enero de 2025, disponible en: www.reuters.com/business/energy/mexico-speed-up-plans-double-gas-storage-capacity-amid-trump-supply-fears-2025-01-29/

3. Vulnerabilidad y riesgos crecientes

Como se mencionó previamente, no toda dependencia energética es negativa; bien gestionada, puede fortalecer la seguridad energética de un país. Es decir, la dependencia no siempre equivale a vulnerabilidad, ni toda vulnerabilidad proviene de la dependencia[30]. En el caso de México, el gas de Texas ha sido suministrado durante las últimas décadas de forma económica y confiable, lo que ha contribuido a la competitividad de la economía nacional, al mismo tiempo que ha creado una percepción de seguridad en el suministro. Así, ambos países se han beneficiado: México ha recibido gas abundante y de bajo costo, mientras que Estados Unidos ha obtenido ingresos y estabilidad para sus productores, quienes han encontrado un mercado para su gas, asegurando la continuidad de su producción de hidrocarburos.

No obstante, este panorama ha comenzado a cambiar en años recientes. Si se parte del principio financiero de que "el desempeño pasado no garantiza rendimientos ni resultados futuros", la profundización de la dependencia ha agudizado las condiciones de vulnerabilidad energética en el país, pues lo hace más susceptible a condiciones adversas. En ciertas circunstancias, y en ausencia de una gestión adecuada de las vulnerabilidades, la dependencia puede resultar riesgosa y tener serias consecuencias socioeconómicas. Para poder determinar el grado de vulnerabilidad, es pertinente realizar un análisis exhaustivo de los tipos de riesgos que han ido emergiendo, así como evaluar qué tan compatible es la actual estrategia de gas con los objetivos de política energética.

La dependencia del gas proveniente de Estados Unidos —que cubre más del 70 % del consumo nacional y 60 % de la generación eléctrica—, sumada a la dependencia de infraestructura crítica para suministrar este gas en un entorno con redundancia limitada, expone a México a fenómenos y decisiones de actores externos fuera de su control. Este hecho desafía la noción de soberanía energética que hasta el momento ha guiado al gobierno, y plantea interrogantes sobre si ese es el marco más adecuado para enfrentar los desafíos y proponer soluciones en relación con el gas. En este contexto, la soberanía energética no debería limitarse a incrementar la producción nacional de gas para alcanzar la autosuficiencia, sino ampliarse para incluir otras fuentes de energía doméstica que fortalezcan la seguridad energética de México. Aunque tiene diversas interpretaciones, la mayoría de las definiciones coinciden en que la seguridad energética se refiere a la disponibilidad de un suministro energético confiable, asequible y sostenible que permita reducir las vulnerabilidades[31]. Desde esta óptica, es posible explorar medidas alternativas y complementarias, con menor impacto ambiental

30 Víctor Rodríguez, *Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México*, Serie "Estudios y Perspectivas", Sede Subregional de la Cepal en México, 2018, p. 21, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/7b0b428a-070e-49cb-815d-baf161c92a0f/content

31 Ibid., p 19-20; Aaron Sayne y Thomas Scurfield, "Goal 2: Achieving Energy Security, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways,* Natural Resource Governance Institute, febrero de 2024, p. 4, disponible en: resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-02/gas_to_power_goal_2_achieving_energy_security.pdf

y social, con el fin de disminuir la dependencia energética.

Aplicado al gas en México, el prisma de la seguridad energética ofrece una perspectiva más flexible, orientada a maximizar alternativas que satisfagan las necesidades energéticas del país sin que las importaciones de gas sean imprescindibles para que el sector eléctrico y la industria mexicana sigan funcionando. Esta visión más amplia abre la puerta a un enfoque de portafolio que, además de valorar aumentos en la producción doméstica, promueve soluciones alineadas con el principio de soberanía, como la diversificación energética, la sustitución tecnológica, la gestión de la demanda energética y la electrificación de usos finales, entre otras.

Con base en lo anterior, el primer paso para abordar la dependencia de México en materia de gas es caracterizar los riesgos que enfrenta el país, entendidos como la probabilidad de que ocurra un daño determinado debido a una condición de vulnerabilidad[32]. A continuación, se presentan tres categorías de riesgos que deben ser consideradas:

- **Riesgos de suministro:** se refieren a las amenazas de interrupción física o restricción en la disponibilidad del gas. Aquí se incluyen eventos como fallas técnicas, desastres naturales o decisiones político-comerciales en la fuente de suministro, capaces de limitar el flujo hacia México. Este riesgo analiza la vulnerabilidad del sistema energético ante shocks externos, y cómo una afectación al suministro podría impactar el funcionamiento del sistema energético del país.

- **Riesgos económicos:** se refieren al impacto de la dependencia en los costos de la energía y en la competitividad de la economía nacional en un sentido más amplio. Este tipo de riesgo considera la exposición de un país a factores externos que pueden afectar el precio, la disponibilidad o las condiciones de acceso a los recursos energéticos, así como su influencia en la planeación y sostenibilidad del modelo energético nacional.

- **Riesgos ambientales y climáticos:** se refieren a los impactos ambientales asociados al uso del gas como elemento central de la matriz energética. Aunque este combustible fósil es menos intensivo en carbono que otros, su utilización sigue generando emisiones de GEI y plantea desafíos en términos de sostenibilidad. Este tipo de riesgo también considera los aspectos ambientales vinculados a las distintas etapas de la cadena de valor del gas —desde su extracción hasta su consumo—, así como su alineación con los compromisos climáticos, los principios de desarrollo sostenible y los objetivos de transición energética del país.

En las siguientes secciones se aborda cada una de estas categorías de riesgo, incorporando al final de cada sección preguntas clave que permiten visibilizar vacíos de información y áreas en donde se requiere profundizar la discusión. El documento concluye con una reflexión general sobre el papel del gas en México y las prioridades identificadas.

1. Riesgos de suministro

Los riesgos de suministro se refieren a amenazas de interrupción física del flujo de gas natural, o a restricciones operativas, políticas o naturales que afectan su disponibilidad continua[33]. En otras palabras, son situaciones —ya sean fortuitas o inducidas por acciones humanas— que pueden impedir que el gas llegue en las cantidades

32 Víctor Rodríguez, *Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México*, Serie "Estudios y Perspectivas", Sede Subregional de la Cepal en México, 2018, p. 21, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/7b0b428a-070e-49cb-815d-baf161c92a0f/content

33 Esta descripción de los riesgos se deriva de lo establecido por la Agencia Internacional de Energía, que define la seguridad energética como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio accesible. Para mayor información, se puede consultar este glosario de la Agencia: www.iea.org/glossary

requeridas, en el momento y lugar en que se necesita. Estos riesgos abarcan desde disrupciones de corto plazo —como fallas de infraestructura crítica, eventos meteorológicos extremos, accidentes, ataques o decisiones políticas que restringen temporalmente el comercio de gas— hasta escenarios de largo plazo, como una disminución estructural en la producción de gas en la región o el redireccionamiento de los flujos de gas hacia mercados de mayor rentabilidad. En este sentido, no todas las interrupciones tienen las mismas consecuencias; el impacto de cada evento varía en función de su alcance y duración. Por ello, cada tipo de disrupción requiere un protocolo de respuesta diferenciado. Comprender este espectro de riesgos es el punto de partida para evaluar de forma realista la seguridad de suministro y los supuestos que la sustentan.

En México, la creciente dependencia tecnológica, de infraestructura y logística —sumada a la concentración del suministro de gas en una sola fuente externa— representa un reto significativo para la resiliencia del sistema energético. Si bien esta tendencia ha sido reconocida por especialistas, actores del sector e incluso algunas entidades gubernamentales en la última década, las medidas o respuestas han sido parciales y aún no se ha articulado una estrategia integral que permita hacer frente de manera más eficaz a eventos disruptivos.

La tolerancia a los riesgos de suministro se apoya en un supuesto central: que el gas es un recurso abundante y de acceso confiable, ampliamente disponible gracias a la producción excedente de Estados Unidos. Este supuesto se construyó sobre dos hechos fundamentales. Primero, la revolución del gas de lutitas, que detonó un aumento sin precedentes en la producción y redefinió la posición energética de ese país, que pasó de enfrentar temores de escasez a consolidarse como el mayor productor a nivel mundial[34]. Segundo, el desarrollo de infraestructura, que ha permitido a México capitalizar esa abundancia de gas. La construcción de interconexiones transfronterizas y la expansión de la red interna de gasoductos han vinculado estrechamente el mercado mexicano con el estadounidense, incrementando tanto las vías de acceso como la capacidad de recepción del gas proveniente de Texas. En conjunto, estos dos elementos —la sobreoferta estructural en Estados Unidos y la integración física entre ambos mercados— alimentan la idea de que el suministro de gas natural sería no solo suficiente, sino también confiable a largo plazo. Un reflejo de ello son los planes del gobierno actual, que implícitamente prevén un alto nivel de importaciones al mantener constante la participación del gas en la matriz eléctrica, sin aumentar de forma significativa la producción doméstica ni implementar una estrategia ambiciosa de diversificación tecnológica.

El supuesto de un suministro abundante y confiable no es, en sí mismo, erróneo. Bajo el paradigma de la seguridad energética, el intercambio comercial y la integración de cadenas de suministro con enfoque regional no son intrínsecamente problemáticos ni indeseables; por el contrario, pueden generar eficiencias, aportar resiliencia y redundancia a los sistemas energéticos, e incluso fomentar la cooperación y la confianza entre países. De hecho, ese ha sido el caso de México y Estados Unidos durante buena parte de las últimas décadas, en las que, en promedio, se ha contado con un suministro continuo y estable, con efectos positivos para la economía regional.

El riesgo surge cuando dicho supuesto se asume como una condición permanente, en lugar de

34 Agencia Internacional de Energía (AIE), “Natural gas”, disponible en: www.iea.org/world/natural-gas

una circunstancia dinámica, sujeta a cambios geopolíticos, técnicos y de mercado. En tales casos, la dependencia podría intensificarse y generar relaciones asimétricas entre países, aumentando así la vulnerabilidad del país importador. Para mitigar los riesgos de suministro, es necesario adoptar una visión prospectiva y analizar alternativas bajo diferentes escenarios. En el caso de México, el supuesto del suministro abundante y confiable no ha sido objeto del análisis técnico riguroso que amerita. Esto se refleja en los objetivos de la política energética actual, que apuestan por expandir la generación con centrales de ciclo combinado y mantener al gas natural como la columna vertebral del sistema eléctrico, bajo el supuesto de que el suministro desde Estados Unidos será constante y seguro. Esta suposición, sin un análisis de riesgos más profundo, podría limitar la capacidad del país para anticiparse a posibles disrupciones o cambios en el entorno internacional.

La industria del gas—estratégica para el país—parece seguir operando con supuestos similares a los que prevalecían cuando las importaciones comenzaron a incrementarse de forma sostenida. Por ello, resulta urgente actualizar el marco de análisis con el que se evalúa la dependencia energética. A continuación, se examinan los factores y el contexto que deben considerarse para analizar con mayor claridad los riesgos de suministro que enfrenta México.

El nuevo entorno geopolítico y la revalorización de la seguridad de suministro

La forma en que se analiza la confiabilidad del suministro de gas importado está cambiando debido a transformaciones profundas en el entorno económico y geopolítico global. Tras varias décadas de progresiva globalización, el mundo ha dado un giro hacia un entorno marcado por mayor proteccionismo, nacionalismo económico, políticas industriales proactivas, estrategias de autosuficiencia y relocalización de cadenas productivas (*reshoring*), así como un renovado énfasis en la seguridad de suministro y la diversificación[35]. Distintos acontecimientos recientes han catalizado este cambio de rumbo: las tensiones comerciales entre grandes potencias —que han derivado en la imposición de aranceles y restricciones a exportaciones estratégicas—, la disrupción de cadenas de valor durante la pandemia de covid-19 y la profundización de rivalidades geopolíticas. Todo ello ha dado paso a una era en la que la conducción económica de los países no se guía únicamente por criterios de eficiencia y reducción de costos, sino también por consideraciones de seguridad nacional, competencia estratégica y fortalecimiento de capacidades productivas internas.

En este nuevo entorno, la seguridad de suministro ha recuperado un lugar prioritario en la toma de decisiones energéticas. Cada vez más países reevalúan su grado de dependencia de insumos externos y redoblan esfuerzos tanto para fortalecer su producción doméstica como para diversificar sus fuentes de abastecimiento. Políticas que antes privilegiaban el menor costo en los mercados globales ahora consideran escenarios de riesgo, en los que ciertas importaciones pueden volverse inaccesibles o ser utilizadas como instrumentos de presión geopolítica.

Esta revalorización de la seguridad de suministro está motivada por tres tendencias que han cobrado fuerza en los últimos años. Primero, la politización del suministro energético, que ha emergido como un instrumento de poder en disputas internacionales. Algunos gobiernos han utilizado su posición como proveedores, o

35 Grupo Banco Mundial, “Protectionism Is Failing to Achieve Its Goals and Threatens the Future of Critical Industries”, 29 de agosto de 2023, disponible en: www.worldbank.org/en/news/feature/2023/08/29/protectionism-is-failing-to-achieve-its-goals-and-threatens-the-future-of-critical-industries

incluso como grandes consumidores, para ejercer presión o ganar influencia geopolítica. Segundo, la creciente asociación entre el suministro energético y la seguridad nacional. A raíz del covid-19, el aseguramiento de insumos esenciales —como medicamentos, semiconductores y energía, entre otros— se volvió imperativo para países con flancos de vulnerabilidad. En este contexto, cada vez más gobiernos han justificado intervenciones estatales bajo el argumento de proteger sectores estratégicos. Tercero, la disrupción de los mercados energéticos globales. Diversos eventos recientes han puesto en entredicho la resiliencia del comercio internacional de energía; por ejemplo, la pandemia 2020-2023, que provocó caídas abruptas y repuntes posteriores en la demanda, generando inestabilidad en los mercados. Un caso paradigmático que sintetiza estas tres tendencias es la invasión de Rusia a Ucrania, que actuó como catalizador para la revalorización de la seguridad de suministro.

El caso de la Unión Europea (UE) frente a la invasión de Rusia a Ucrania en 2022 ofrece un ejemplo contundente de cómo una región puede verse obligada a replantear su seguridad energética. Tras el inicio del conflicto, Rusia instrumentalizó su gas para ejercer presión geopolítica, reduciendo drásticamente el suministro a Europa en represalia por las sanciones impuestas por Occidente. En respuesta, la Comisión Europea implementó el plan REPowerEU, con el objetivo de diversificar las fuentes de suministro y acelerar la generación de energía limpia, movilizando cerca de 300 mil millones de euros[36]. En cuestión de meses, se adoptaron medidas de emergencia: se negociaron acuerdos para importar gas natural licuado (GNL) de múltiples orígenes, se reactivaron terminales de importación y se instalaron unidades flotantes de regasificación en tiempo récord[37]. Paralelamente, se lanzaron campañas de ahorro energético y se intensificaron las inversiones en energías renovables. Como resultado, las importaciones de Rusia a la UE se redujeron del 45 % en 2022 al 19 % en 2024[38].

Como parte de la revalorización de la seguridad de suministro, ha surgido una tendencia en los mercados globales conocida como *Peak Oil Trade*, o pico en el comercio de petróleo. El término hace referencia a la idea de que el comercio internacional de hidrocarburos ya habría alcanzado su punto máximo y tenderá a disminuir en el futuro, no por escasez de recursos, sino como resultado de decisiones estratégicas adoptadas por los países[39]. Según un informe reciente de Carlyle Group, la participación de los combustibles fósiles importados en el consumo energético global alcanzó su punto máximo en 2017, y se ha reducido en un 5 % hacia 2025[40]. Esta disminución responde al esfuerzo de muchas naciones por aislarse de riesgos geopolíticos y económicos, disminuyendo su dependencia externa y reforzando su seguridad de suministro.

Aunque aún se prevé un crecimiento de los combustibles fósiles en el corto plazo, se anticipa una desaceleración en su comercio transfronterizo. Como señala el propio informe: “Si el comercio está bajo amenaza, también lo están los combustibles fósiles”[41]. En consecuencia, grandes importadores netos como China, India y la UE están invirtiendo proactivamente en capacidades energéticas

36 Comisión Europea, “REPowerEU at a glance”, disponible en: commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en

37 EIA, “Europe’s LNG import capacity set to expand by one-third by end of 2024”, 28 de noviembre de 2022, disponible en: www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=54780

38 Comisión Europea, “Roadmap to fully end EU dependency on Russian energy”, 6 de mayo de 2025, disponible en: commission.europa.eu/news/roadmap-fully-end-eu-dependency-russian-energy-2025-05-06_en

39 Jeff Currie, *The New Joule Order*, Carlyle Group, 2025, disponible en: www.carlyle.com/global-insights/research/the-new-joule-order

40 Ibid.

41 Traducción propia. Ibid.,, p. 10

locales —particularmente en renovables, energía nuclear y electrificación de usos finales— con el objetivo de reducir su exposición a la volatilidad de los mercados internacionales. En este contexto, la energía producida localmente tiende a adquirir un valor adicional. Muchos países están dispuestos a asumir un sobreprecio por esa seguridad, equiparable al costo de un arancel o de un impuesto ambiental, reconociendo que la resiliencia representa, en sí misma, una ventaja estratégica[42].

El caso de México contrasta notablemente con las tendencias económicas y geopolíticas actuales. Mientras que el entorno global se ha vuelto cada vez más hostil hacia los regímenes de integración comercial, México ha seguido una trayectoria contraria, profundizado su dependencia del gas proveniente de Estados Unidos. Esta combinación de factores ha incrementado la vulnerabilidad del país, ya que el supuesto de un suministro abundante y confiable, sustentado en un solo proveedor externo, resulta cada vez menos compatible con el panorama actual. Como advierte un análisis del Center for Strategic and International Studies (CSIS), "recientes disrupciones en los mercados energéticos mundiales han dejado claro que no es seguro depender de un solo proveedor de energía, incluso si se trata de un país aliado"[43]. En este contexto, se vuelve urgente actualizar el marco de análisis con el que se evalúan los riesgos de suministro que enfrenta el país. Para ello, a continuación se examinan dos tipos de riesgos específicos: el posible uso geopolítico de la energía por parte de Estados Unidos y la exposición a interrupciones ocasionadas por fenómenos naturales.

Tensiones bilaterales México-Estados Unidos: el gas como posible herramienta geopolítica

Si bien México y Estados Unidos han mantenido en las últimas décadas una relación energética mutuamente beneficiosa —con México accediendo a gas a precios competitivos y Estados Unidos encontrando un mercado estable para sus excedentes—, cabe preguntarse si, en un contexto de tensiones políticas o comerciales, la energía podría utilizarse como instrumento de presión. En años recientes, la política energética nacionalista de México ha sido objeto de fuertes críticas por parte de Estados Unidos, que ha señalado que diversas iniciativas legales, regulatorias y administrativas contravienen lo establecido en el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC)[44]. Por su parte, el gobierno de Estados Unidos ha recurrido a la amenaza arancelaria como un mecanismo de presión para obtener compromisos de México, especialmente en temas como el control migratorio y la política de seguridad[45].

Aunque la amenaza de una interrupción en el suministro de gas desde Estados Unidos aún no se ha materializado, este escenario ha comenzado a ser considerado con mayor seriedad que en cualquier otro momento de la historia reciente[46]. La posibilidad de un cambio político en

42 Ibid.

43 Traducción propia. Ryan C. Berg, Emiliano Polo y Henry Ziemer, "For North American Energy Security, Go Local: Examining the Role of Natural Gas and Mexico's Energy Sector", *Center for Strategic and International Studies*, 24 de agosto de 2023, disponible en: www.csis.org/analysis/north-american-energy-security-go-local-examining-role-natural-gas-and-mexicos-energy

44 Office of the United States Trade Representative, comunicado "United States Requests Consultations Under the USMCA Over Mexico's Energy Policies, 20 de julio de 2022, disponible en: ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2022/july/united-states-requests-consultations-under-usmca-over-mexicos-energy-policies

45 The White House, "Fact Sheet: President Donald J. Trump Imposes Tariffs on Imports from Canada, Mexico and China, 1 de febrero de 2025, disponible en: www.whitehouse.gov/fact-sheets/2025/02/fact-sheet-president-donald-j-trump-imposes-tariffs-on-imports-from-canada-mexico-and-china/

46 Tzuara De Luna, "La peligrosa dependencia de México del gas natural estadounidense", *Expansión,* 5 de febrero de 2025, disponible en: expansion.mx/empresas/2025/02/05/peligros-de-que-mexico-dependa-gas-estadounidense; Esther Herrera, "Riesgo por cierre en suministro de gas en gobierno de Trump es latente, advierte Clúster", *Milenio*, 21 de enero de 2025, disponible en: www.milenio.com/negocios/riesgo-cierre-suministro-gas-gobierno-trump-latente-cluster-energetico; Fitch Ratings, "Mexico's Reliance on U.S. Natural Gas to Grow Amid Rising Trade Tensions", 20 de febrero de 2025, disponible en: www.fitchratings.com/research/corporate-finance/mexicos-reliance-on-us-natural-gas-to-grow-amid-rising-trade-tensions-20-02-2025

Washington hacia posturas aún más nacionalistas o impredecibles ha llevado a algunos analistas a plantear que la continuidad del suministro de gas podría vincularse a otros intereses estratégicos de Estados Unidos[47]. Entre estos posibles condicionamientos se encuentran presiones para obtener concesiones adicionales en materia migratoria, influir en la próxima renegociación del T-MEC, favorecer la relocalización de industrias hacia territorio estadounidense o incluso incidir en la gestión de otros recursos naturales clave.

Otros observadores de la industria energética no perciben un riesgo de interrupción en el suministro de gas, argumentando que la medida no convendría ni a México ni a Estados Unidos[48]. Señalan que el acceso al mercado mexicano ha beneficiado a la industria petrolera estadounidense, al ofrecer una salida natural para el gas producido en la Cuenca Pérmica. Desde esta perspectiva, la cercanía geográfica, la creciente demanda mexicana y la producción local en aumento han garantizado ingresos sostenidos y viabilidad operativa para la industria petrolera de Texas, por lo que sería económicamente irracional limitar el flujo de gas hacia México[49]. Además, los expertos sostienen que un corte unilateral encontraría resistencia por parte de la industria petrolera local, así como desafíos jurídicos, oposición política y desaprobación pública.

Ante un entorno regional incierto, conviene considerar distintos escenarios de riesgo. Esto permite evaluar de forma más integral el supuesto de un suministro de gas abundante y confiable, lo que a su vez facilita el diseño de medidas más efectivas para mitigar las vulnerabilidades del sistema energético. Cabe matizar que los efectos potenciales de un corte de suministro sobre México varían, ya que no sería necesaria una interrupción total ni permanente para generar un impacto considerable en el país. Bastaría con una suspensión parcial o temporal en momentos críticos, sin comprometer de forma significativa la operación de la industria petrolera en Estados Unidos. De hecho, incluso si nunca se materializa una interrupción del suministro, el solo uso de esta posibilidad como amenaza o instrumento de presión basta para evidenciar la vulnerabilidad de México[50]. Su alta dependencia limita su margen de maniobra y lo coloca en una posición de desventaja al momento de negociar.

Fenómenos naturales e interrupciones de suministro: el caso de la tormenta invernal Uri

Las interrupciones de origen político o comercial no son las únicas que representan un riesgo para el suministro de gas en México. A medida que ha aumentado la dependencia de las importaciones, también lo ha hecho la exposición a interrupciones provocadas por fenómenos naturales, en particular eventos meteorológicos extremos, cada vez más frecuentes y severos. Estos eventos han puesto en evidencia la vulnerabilidad de la infraestructura energética en ambos lados de la frontera.

Un caso emblemático fue la tormenta invernal Uri en el estado de Texas, ocurrida en febrero de 2021. La tormenta provocó afectaciones en pozos

47 Simon Romero, "Mexico's Achilles' Heel as It Faces Trump? Reliance on One U.S. Fuel", *The New York Times*, 16 de abril de 2025, disponible en: www.nytimes.com/2025/04/16/world/americas/mexico-us-natural-gas-trump.html?smid=tw-share

48 Abril Moreno, "ESENTIA Energy Systems no percibe un riesgo inmediato en la importación de gas de EUA, sino oportunidades de crecimiento", *Energía a debate*, 23 de abril de 2025, disponible en: energiaadebate.com/esentia-energy-systems-no-percibe-un-riesgo-inmediato-en-la-importacion-de-gas-de-eua-sino-oportunidades-de-crecimiento/

49 Killian Staines y Sheky Espejo, "Mexican energy experts expect strong US natural gas flows to continue despite tariff talk", *S&P Global*, 26 de noviembre de 2024, disponible en: www.sp.lobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/natural-gas/112624-mexican-energy-experts-expect-strong-us-natural-gas-flows-to-continue-despite-tariff-talk; Christopher Lenton, "Trump's Tariffs Risk Trade War with Mexico, but Natural Gas Flows Safe", *Energiesnet.com,* 22 de diciembre de 2024, disponible en: energiesnet.com/trumps-tariffs-risk-trade-war-with-mexico-but-natural-gas-flows-safe-christopher-lenton-ngi/; Scott Disavino, "US natgas output and demand to peak in 2032, EIA says", Reuters, 15 de abril de 2025, disponible en: www.reuters.com/business/energy/us-natgas-output-demand-peak-2032-eia-says-2025-04-15/

50 Víctor Rodríguez, *Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México*, Serie "Estudios y Perspectivas", Sede Subregional de la Cepal en México, 2018, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/7b0b428a-070e-49cb-815d-baf161c92a0f/content

petroleros, sistemas de recolección y gasoductos, con un impacto particularmente fuerte en la Cuenca Pérmica, donde la producción se redujo en casi 5 000 MMpcd[51]. Como respuesta a los impactos de la tormenta, Greg Abbott, gobernador de Texas, tomó la medida extraordinaria de instruir a la Railroad Commission of Texas (RRC) que restringiera las exportaciones de gas natural fuera del estado por cuatro días[52]. La escasez en México tuvo efectos inmediatos y notorios. Primero, se declaró un estado de alerta y se restringió la disponibilidad del combustible para uso industrial. Segundo, se implementaron cortes eléctricos rotativos y aleatorios con el objetivo de estabilizar el Sistema Eléctrico Nacional. Durante el momento más crítico, el 15 de febrero de 2021, las interrupciones afectaron a 5.9 millones de usuarios en 23 estados del país[53]. Para hacer frente a la emergencia, la CFE puso a disposición del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) toda su capacidad de generación, incluyendo plantas que operan con combustóleo, diésel, carbón y fuentes limpias[54]. De manera paralela, la CFE compró cuatro barcos de GNL, que permitieron inyectar 450 MMpc de gas por los puertos Manzanillo y Altamira. Estas acciones permitieron restablecer por completo el suministro eléctrico en un plazo de dos días[55].

La tormenta invernal Uri dejó varias lecciones valiosas para el sistema energético mexicano. Primero, evidenció la vulnerabilidad del suministro de gas natural y la falta de resiliencia del sistema energético, que no logró responder de manera inmediata ante un evento disruptivo inesperado, con alternativas suficientemente robustas que mantuvieran la continuidad del abasto. Prueba de ello es que los cortes eléctricos tardaron algunos días en ser suspendidos. En segundo lugar, expuso la falta de redundancia del sistema, ya que, si bien bajo la coordinación del Estado fue posible movilizar recursos —activando un portafolio diverso de plantas de generación y adquiriendo cargamentos de GNL—, la limitada producción nacional y la ausencia de almacenamiento estratégico dejaron al país expuesto, sin capacidad de reacción inmediata para amortiguar la interrupción. En este sentido, aunque el gobierno ha identificado campos económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos que podrían acondicionarse como infraestructura de almacenamiento de gas, aún no ha logrado adjudicar ni desarrollar exitosamente estos proyectos, pese a varios intentos en años recientes[56].

51 EIA, “Winter storms have disrupted U.S. natural gas production”, 13 de marzo de 2024, disponible en: www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61563

52 Morgan Lewis, “Texas Restricts Gas Exports Amid Cold Weather Crisis”, JD Supra, 19 de febrero de 2021, disponible en: www.jdsupra.com/legalnews/texas-restricts-gas-exports-amid-cold-9554350/

53 CFE, comunicado “Interrupción del suministro de energía eléctrica por déficit de generación”, 17 de febrero de 2021, disponible en: app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2110

54 Javier Estrada, Víctor Rodríguez y Víctor Hugo Ventura, *El gas natural en México. Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, (Cepal), 2022, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/49810616-0d2c-44c6-80f8-aa5a250f9be1/content

55 El Economista, “CFE reporta que se restableció al 100% el suministro de electricidad”, 17 de febrero de 2021, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/CFE-reporta-que-se-restablecio-100-el-suministro-de-electricidad--20210217-0073.html

56 Centro Nacional de Control de Gas Natural (Cenagas), boletín “Bases de licitación para la adjudicación del contrato para el servicio de recepción, almacenamiento en campo económicamente inviable para la extracción de hidrocarburos, y entrega de gas natural al Sistrangas”, disponible en: boletin-gestor.cenagas.gob.mx/portal/licitacion/jaf/Bases%20de%20Licitaci%C3%B3n%20Almacenamiento%20Gas%20Natural%202024.pdf

Preguntas clave sobre los riesgos de suministro

- Para México, ¿qué rango o nivel de importaciones puede considerarse manejable desde una perspectiva de seguridad de suministro?
- En términos realistas, ¿existen condiciones para impulsar la producción nacional de gas e invertir en almacenamiento suficiente para mitigar los riesgos de suministro que enfrenta el país?
- Además de centrarse en las condiciones de oferta, ¿debe México adoptar medidas concretas para reducir la demanda de gas y cerrar la brecha de importaciones? Esto incluiría un impulso a la eficiencia energética y las energías renovables, entre otras alternativas. ¿Qué ha impedido que esto se logre hasta la fecha?
- ¿Está México dispuesto a pagar un precio más alto para garantizar una mayor seguridad en el suministro de gas? Esto debido a que diversificar las fuentes (GNL), priorizar la producción nacional sobre las importaciones o invertir en una mayor capacidad de almacenamiento podría traducirse en un sobreprecio.

2. Riesgos económicos

Una de las principales razones por las que México ha incrementado su dependencia del gas natural es su proximidad geográfica con Estados Unidos y los precios bajos observados en ese mercado, que en años recientes ha ofrecido el gas más barato del mundo[57]. Mientras que esta circunstancia ha representado una ventaja competitiva para la economía mexicana, la política energética del país se ha basado en el supuesto de que dichos precios permanecerán bajos y estables, lo que justificaría estructurar buena parte de la infraestructura energética nacional en torno a este recurso. En consecuencia, México ha optado por aprovechar dicho acceso integrando su infraestructura logística y desarrollando capacidades internas orientadas a ampliar el consumo de gas, tanto en procesos industriales como en la generación eléctrica[58].

La expansión del gas en México y el intercambio comercial con Estados Unidos han generado efectos económicos positivos durante las últimas décadas. Desde la década de 1990, la industria ha invertido más de 35 mil millones de dólares

57 AIE, datos y estadísticas, "Industry end-user prices for natural gas in selected countries, 2019-March 2023", disponible en: www.iea.org/data-and-statistics/charts/industry-end-user-prices-for-natural-gas-in-selected-countries-2019-march-2023; Global LNG Hub, "The cheapest natural gas price on earth", disponible en: globallnghub.com/the-cheapest-natural-gas-price-on-earth.html

58 Diana Nava, "La CFE mantiene su apuesta por el gas natural en su plan de negocios 2021-2025", *Expansión*, 25 de enero de 2021, disponible en: expansion.mx/empresas/2021/01/25/cfe-continuara-apostando-gas-dejara-despues-renovables

a lo largo de la cadena de valor[59]. Además de contribuir al crecimiento económico y a la creación de empleos directos e indirectos en las regiones donde se desarrolla infraestructura, el uso del gas ha permitido reducir costos en sectores estratégicos como la generación eléctrica y la manufactura, con impactos transversales en la competitividad económica de México[60]. Así, las regiones más industrializadas del país, como el norte y el Bajío, coinciden con los que cuentan con mayor acceso a este combustible[61].

Ahora bien, un efecto colateral del bajo costo del gas importado ha sido la pérdida de incentivos para producirlo en México. Por un lado, la disponibilidad de gas estadounidense —cuyo precio equivale a una fracción del precio del petróleo— ha incentivado un mayor consumo interno, pero ha desalentado la exploración y extracción de nuevos yacimientos de gas, especialmente cuando Pemex ha priorizado su gasto de capital en proyectos petroleros más rentables[62]. En consecuencia, México ha dejado de invertir de forma proactiva en su producción doméstica de gas, al tiempo que sus reservas de este recurso se han mantenido estables, pero sin repuntar significativamente, entre 2016 y 2024[63]. Más aún, cerca del 63 % de los recursos prospectivos de gas a nivel nacional son no convencionales, un tipo de desarrollo en el que México todavía no ha incursionado a gran escala[64]. Por otro lado, durante más de dos décadas, la regulación de precios internos tampoco favoreció la producción nacional. Entre 1996 y 2017, los precios mayoristas del gas natural estuvieron regidos por el Precio Máximo de Venta de Primera Mano (PMVPM), el cual se indexaba al precio del gas en el sur de Texas más los costos de transporte[65]. Esta fórmula buscaba reproducir condiciones de un mercado competitivo, pero no reflejaba los costos reales de la producción en México, lo que redujo la rentabilidad de producir gas seco localmente. Incluso tras la liberalización del precio en 2017, los precios domésticos siguieron anclados a los *hubs* texanos, dada la alta participación del gas importado[66]. Así, desde la revolución del gas de lutitas, ha sido generalmente más barato importar gas que producirlo en el país.

Con el tiempo, un escenario de baja producción doméstica y alta dependencia de las importaciones puede hacer visibles vulnerabilidades económicas, especialmente cuando la planeación y el desarrollo del sistema energético se estructuran en torno a un insumo externo sobre el cual México no tiene control directo. Es decir, los riesgos emergen cuando el país adapta su infraestructura y su modelo energético para facilitar el consumo de gas importado, en lugar de desarrollar una industria robusta que pueda aprovechar ese recurso sin depender de él. Los riesgos económicos asociados a esta dependencia se relacionan con la exposición a factores externos que pueden afectar el precio, la disponibilidad o las condiciones de acceso al

59 Global Energy, “Gas natural: la clave para el futuro energético de México”, 9 de agosto de 2024, disponible en: globalenergy.mx/noticias-especiales/gas-natural-la-clave-para-el-futuro-energetico-de-mexico/

60 Ana Laura Ludlow, “What Role Has Natural Gas Played in Mexican Economic Development”, *Mexico Business News,* 23 de enero de 2023, disponible en: mexico-business.news/energy/news/what-role-has-natural-gas-played-mexican-economic-development

61 Imco, *Gas natural: aliado de la transición energética y promotor de desarrollo y prosperidad*, disponible en: imco.org.mx/wp-content/uploads/2024/12/AMGN_Investigacion_20241211.pdf

62 Javier Estrada, Víctor Rodríguez y Víctor Hugo Ventura, *El gas natural en México. Impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, (Cepal), 2022, p. 10, disponible en: repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/49810616-0d2c-44c6-80f8-aa5a250f9be1/content

63 CNH, “Reporte de la Consolidación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2024”, junio de 2024, p. 10, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/921219/ConsolidaciondeReservas2024.pdf

64 CNH, *Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México*, 2022, p. 120, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/766408/Retos-Oportunidades-YNC-2022.pdf

65 Secretaría de Gobernación, DIRECTIVA sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, 20 de marzo de 1996, Diario Oficial de la Federación. Disponible en: www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4876551&fecha=20/03/1996#gsc.tab=0

66 Comisión Reguladora de Energía (CRE), comunicado “Se elimina el precio máximo de venta de primera mano de gas natural”, 16 de junio de 2017, disponible en: www.gob.mx/cre/prensa/se-elimina-el-precio-maximo-de-venta-de-primera-mano-de-gas-natural

gas, así como con su influencia en la planeación y sostenibilidad del modelo energético nacional. Estos riesgos pueden ser de corto plazo —como picos de precios ocasionados por interrupciones meteorológicas, decisiones políticas externas o volatilidad cambiaria— o de largo plazo —como el redireccionamiento del suministro hacia mercados más rentables o la pérdida de competitividad de las centrales eléctricas de gas frente a tecnologías más limpias—. Además, un alza en los precios del gas podría traducirse en mayores costos para productos estratégicos como la electricidad, el cemento, el hierro y el acero, así como para la industria química, todos ellos altamente dependientes del gas como combustible o materia prima. En este contexto, en esta sección se identifican tres riesgos principales: volatilidad de precios del gas importado, presiones alcistas por la expansión del GNL en Estados Unidos y la posible sobreinversión en infraestructura de gas que, en ciertos escenarios de transición energética, podría traducirse en activos varados.

Volatilidad de los precios del gas importado

Uno de los riesgos económicos más evidentes de depender del gas importado es la exposición a la volatilidad de sus precios. Este fenómeno se relaciona estrechamente con el apartado anterior sobre riesgos de suministro, ya que eventuales interrupciones en el flujo de gas —por causas técnicas, políticas o climáticas— pueden limitar la oferta, generar escasez y provocar nerviosismo en los mercados, lo que a su vez detona picos de precios y costos elevados para los consumidores de gas y electricidad. A ello se suma el riesgo cambiario, pues las transacciones de importación se realizan en dólares, lo que expone a México a fluctuaciones en el tipo de cambio que pueden encarecer aún más el insumo. Además de las disrupciones físicas en el suministro, contextos de tensión geopolítica o de inestabilidad macroeconómica global pueden añadir un mayor grado de incertidumbre e influir en los precios del gas natural.

Al estar indexados a los mercados del sur de Texas, los precios del gas en México reflejan las fluctuaciones del mercado estadounidense. Esta vinculación ha representado una ventaja durante gran parte de la última década, ya que el gas de lutitas ha mantenido precios notablemente bajos. Sin embargo, ciertos acontecimientos imprevistos han demostrado que esos precios pueden dispararse de manera súbita, con impactos inmediatos para México. Tal fue el caso de la ya mencionada tormenta invernal Uri en febrero de 2021: los precios spot del gas se dispararon drásticamente, alcanzando en algunos *hubs* texanos niveles cercanos a los 400 dólares por millón de BTU, cuando una semana antes rondaban los 4 dólares[67].

El efecto en México fue considerable. De acuerdo con reportes de la CFE, el gas disponible para importación en ese momento era escaso y extremadamente costoso, con precios que en algunos casos superaban los 100 dólares por millón de BTU[68]. Para hacer frente al aumento en la factura de combustibles, la empresa contrató tres líneas de crédito. En total, la CFE destinó 65 mil millones de pesos para adquirir cargamentos de GNL, mitigar la escasez y restablecer el servicio eléctrico[69]. Asimismo, tras apenas dos días de los cortes eléctricos, las industrias de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas reportaron

67 W. Neal Mann, Katie Biegel, Nicolas E. Stauff y Brent Dixon, "Feb. 2021 Electricity Blackouts and Natural Gas Shortages in Texas", *Argonne National Laboratory,* 2021, p. 14, disponible en: publications.anl.gov/anlpubs/2021/07/169454.pdf

68 CFE, "Informe Anual 2021", pp. 91 y 180, disponible en: www.cfe.gob.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202021.pdf

69 Patricia Tapia, "CFE sacó hasta 'debajo del colchón' para pagar cargamentos de gas", *Forbes México,* 29 de julio de 2021, disponible en: forbes.com.mx/negocios-cfe-saco-debajo-colchon-pagar-gas/

pérdidas por alrededor de 2 700 millones de dólares[70]. A nivel nacional, el precio mayorista de la electricidad alcanzó un promedio de 1 384 pesos por MWh durante febrero, con incrementos del 126 % respecto al mes previo y del 178 % respecto al mismo mes del año anterior[71]. Este episodio puso en evidencia que cuando la planeación energética de un país se estructura en torno a un insumo importado, sin medidas de respaldo que generen redundancia y resiliencia, ese insumo puede dejar de ser asequible de un momento a otro, y dejar de ser una ventaja competitiva para transformarse en un riesgo económico.

La integración paulatina de los mercados globales de gas ha añadido nuevas fuentes de volatilidad, con impactos cada vez más amplios. Un ejemplo claro es la experiencia europea tras la invasión de Rusia a Ucrania. Desde 2022, los precios del gas para consumidores industriales en Europa han sido, en promedio, 30 % más altos que en China y hasta cinco veces superiores a los de Estados Unidos[72]. Varios sectores intensivos en gas y energía se han visto obligados a reducir su producción e incluso a cerrar plantas en aquel continente. Sin embargo, los efectos de este conflicto no se limitaron a los países que dependían directamente del gas ruso; también influyeron en mercados más distantes. En Estados Unidos, por ejemplo, el precio Henry Hub promedió 6.45 dólares por millón de BTU en 2022, su nivel anual más alto desde 2008, es decir, justo antes de que iniciara la revolución del gas de lutitas[73]. Este tipo de eventos geopolíticos demuestra cómo factores externos pueden traducirse en costos internos difíciles de anticipar para países importadores como México.

Presiones alcistas por la expansión del GNL en Estados Unidos

Otro factor de riesgo económico vinculado a la integración de los mercados globales de gas es el impacto que podría tener, a mediano y largo plazo, la expansión de la industria del GNL en América del Norte. A medida que Estados Unidos se ha consolidado como el mayor productor de gas a nivel mundial, ha comenzado a desarrollar infraestructura cada vez más robusta para exportar GNL y abrir nuevos mercados. Así, en la última década, las principales cuencas de gas no convencional en Texas han comenzado a abastecer no solo a los mercados estadounidense y mexicano, sino también a consumidores en otros continentes[74]. De hecho, en 2021, las exportaciones de GNL superaron por primera vez a aquellas realizadas por ducto[75]. Esto implica que el gas barato que México ha importado en los últimos años ahora compite con la demanda de otros países, particularmente en Asia y Europa.

Diversos análisis han advertido que un auge en las exportaciones de GNL desde América del Norte podría elevar el costo de oportunidad de vender gas localmente, presionando al alza los precios en Estados Unidos y, por extensión, en México. Ya desde 2012, la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés) señalaba que un aumento en las exportaciones de gas natural conlleva un incremento en los precios del

70 Sharay Angulo y Adriana Barrera, “Texas freeze hits northern Mexico with $2.7 billion blackout”, *Reuters*, 16 de febrero de 2021, disponible en: www.reuters.com/business/energy/northern-mexico-suffers-second-day-power-outages-after-texas-frost-2021-02-16/

71 Angie Soto, “Informe del Mercado Eléctrico Mayorista - Febrero 2021”, LinkedIn, 17 de marzo de 2021, publicado en: www.linkedin.com/pulse/informe-del-mercado-el%C3%A9ctrico-mayorista-febrero-2021-angie-soto/

72 Gergely Molnar y Peter Zeniewski, “European gas market volatility puts continued pressure on competitiveness and cost of living”, Agencia Internacional de Energía, 23 de febrero de 2025, disponible en: www.iea.org/commentaries/european-gas-market-volatility-puts-continued-pressure-on-competitiveness-and-cost-of-living

73 Christopher Lenton, “Average Henry Hub Natural Gas Spot Price Shoots to 14-Year High in 2022”, *Natural Gas Intelligence*, 9 de enero de 2023, disponible en: naturalgasintel.com/news/average-henry-hub-natural-gas-spot-price-shoots-to-14-year-high-in-2022/

74 EIA, Liquefied U.S. Natural Gas Exports, disponible en: www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us2m.htm

75 EIA, Liquefied U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country, disponible en: www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm

mismo, y que México también se vería impactado[76]. Más recientemente, un estudio encargado por el Departamento de Energía de Estados Unidos estimó que, hacia 2050, los precios mayoristas del gas natural podrían aumentar hasta en un 30 % en los escenarios en los que se permite el crecimiento sin restricciones de las exportaciones de GNL[77].

Por su parte, México también ha comenzado a autorizar el desarrollo de infraestructura de exportación de GNL. En octubre de 2024, el país "reexportó" su primer cargamento de GNL a Europa desde una terminal flotante en la costa de Tamaulipas, desarrollada por la empresa New Fortress Energy[78]. Otras compañías —como Sempra, Mexico Pacific, e incluso la propia CFE— han manifestado su intención o han iniciado proyectos para reexportar gas estadounidense, especialmente desde la costa del Pacífico, que ofrece una ruta más corta y menos costosa hacia los mercados asiáticos en comparación con el tránsito por el Canal de Panamá[79]. Estos proyectos ofrecen beneficios potenciales, como la atracción de capital que impulsa la creación de empleos y dinamiza las economías locales en las regiones donde se ubican. Asimismo, México podría captar ingresos fiscales por los servicios prestados en su territorio, mientras que la nueva infraestructura puede añadir flexibilidad y redundancia al sistema energético nacional[80]. No obstante, un informe reciente del Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA, por sus siglas en inglés) concluye que, si México profundiza en esta ruta y estrecha aún más la oferta regional, "la construcción de nuevas terminales de exportación de GNL en México podría elevar el precio de la electricidad y el gas natural para las empresas y los consumidores, [provocando] una mayor volatilidad de los precios en los mercados energéticos de América del Norte"[81]. En suma, el país debe evaluar cuidadosamente distintos escenarios de producción, demanda y precios, a fin de dimensionar los beneficios potenciales.

Sobreinversión en infraestructura de gas y riesgo de activos varados

La dependencia del gas importado no solo se refleja en las facturas que pagan los usuarios mes con mes, sino que también influye en la forma en que se orientan las decisiones de inversión más relevantes del sector. Como se describió previamente, la cercanía geográfica con el gas barato del sur de Estados Unidos representó un incentivo lo suficientemente fuerte como para que México optara por invertir en infraestructura asociada: gasoductos, interconexiones transfronterizas, terminales de GNL y centrales de ciclo combinado. Todo ello bajo el supuesto de que la disponibilidad de gas barato al norte de la frontera provoca que sea económicamente óptimo estructurar la infraestructura energética nacional en torno a ese recurso. Sin embargo, una de las vulnerabilidades de ese supuesto es que, en ausencia de criterios sólidos de seguridad energética y un monitoreo permanente, el gas importado puede dejar de ser una ventaja táctica —un medio— y pasa a convertirse en el eje central del modelo energético —es decir, un fin en sí mismo—. Esto eleva el riesgo de incurrir

76 EIA, "Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets", 2012, pp. 6 y 13, disponible en: www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/fe_eia_lng.pdf

77 U.S. Department of Energy, "Energy, Economic, and Enviromental Assessment of U.S. LNG Exports", diciembre de 2024, p 4, disponible en: www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/LNGUpdate_SummaryReport_Dec2024_230pm.pdf; Jacob Dick, "DOE Cautions Against 'Unfettered' U.S. LNG, Says Prices, Emissions Would Skyrocket if Left Unchecked", Natural Gas Intelligence, 17 de diciembre de 2024, disponible en: naturalgasintel.com/news/doe-cautions-against-unfettered-us-lng-says-prices-emissions-would-skyrocket-if-left-unchecked/

78 Clio Ho, "Mexico exports first LNG to Europe, from New Fortress' Altamira project to Gate", *S&P Global*, 15 de octubre de 2024, disponible en: www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/lng/101524-mexico-exports-first-lng-to-europe-from-new-fortress-altamira-project-to-gate

79 Karol García, "México comenzará exportación de gas natural licuado en el 2025", *El Economista*, 25 de julio de 2023, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/Mexico-comenzara-exportacion-de-gas-natural-licuado-en-el-2025-20230725-0117.html; Christopher Lenton, "Mexican Firms Tout Coatzacoalcos LNG Project Targeting European Market", *Natural Gas Intelligence,* 6 de enero de 2025, disponible en: naturalgasintel.com/news/mexican-firms-tout-coatzacoalcos-lng-project-targeting-european-market/

80 Imco, *Gas natural: aliado de la transición energética y promotor de desarrollo y prosperidad,* pp. 40-41, disponible en: imco.org.mx/wp-content/uploads/2024/12/AMGN_Investigacion_20241211.pdf

81 Clark Williams-Derry y Suzanne Mattei, *Expansión del GNL en México con gas importado de EE. UU.: nuevos riesgos*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, p. 3, disponible en: ieefa.org/sites/default/files/2025-04/Expansi%C3%B3n%20del%20GNL%20en%20M%C3%A9xico%20Con%20Gas%20Importado%20de%20EE.%20UU._March%202025.pdf

en una sobreinversión en infraestructura de gas, definida como la posibilidad de que proyecciones financieras demasiado optimistas impulsen un cambio acelerado hacia este combustible y resulten en la construcción excesiva de infraestructura, como gasoductos o centrales de ciclo combinado[82].

El riesgo de sobreinversión contempla la posibilidad de que la industria acumule un número significativo de activos varados; es decir, inversiones y proyectos que se devalúan de manera prematura y dejan de ser económicamente viables debido a cambios tecnológicos o regulatorios en el mercado[83]. Una vez que esto ocurre, el gobierno suele enfrentarse al dilema de subsidiarlos o permitir su cierre, ambos con posibles costos políticos, económicos y sociales. En el contexto de la transición energética global, existen escenarios de descarbonización en los que parte de la infraestructura a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos podría quedar obsoleta bajo este supuesto. De hecho, se ha estimado que el valor total de los activos actualmente en riesgo de convertirse en activos varados asciende a 1.4 billones de dólares a nivel mundial[84]. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el riesgo de activos varados es particularmente elevado en el sector *midstream*, que incluye refinerías e instalaciones de GNL[85]. A nivel nacional, uno de los factores que podría catalizar este fenómeno es la implementación de regulaciones ambientales más estrictas, en línea con los compromisos ya asumidos por el gobierno, como el objetivo nacional de alcanzar cero emisiones netas para 2050, o la meta de generar al menos 45 % de la electricidad a partir de fuentes limpias para 2030[86]. Un informe reciente de Global Energy Monitor advierte que los nuevos proyectos de reexportación de GNL en América Latina, incluidos los de México, tienen alta probabilidad de convertirse en activos varados si los países cumplen sus propias metas climáticas[87].

Por otro lado, el contexto económico del sector eléctrico también plantea desafíos para las centrales de gas, las cuales podrían quedar varadas bajo ciertos escenarios: por ejemplo, ante escasez de gas y precios elevados, ante el redireccionamiento del suministro hacia mercados más rentables, o en casos en que los costos de operación superen los ingresos y se requieran subsidios públicos. Asimismo, en la última década, el costo de las energías renovables, particularmente la eólica y la solar fotovoltaica, ha disminuido de forma significativa a nivel global, lo que ha incrementado su participación de mercado[88]. En la actualidad, ambas tecnologías suelen ser más competitivas que la generación mediante centrales de ciclo combinado[89]. En México, esta competitividad se reflejó en las subastas eléctricas realizadas entre 2015 y 2017, que arrojaron algunos de los precios más bajos del mundo para proyectos renovables[90]. Ante el gran potencial que han demostrado en el mercado nacional, el papel de las energías renovables debe redefinirse con claridad y de manera estratégica dentro del proceso de transición energética.

82 David Littell, "Natural Gas: Bridge or Wall in Transition to Low-Carbon Economy?", *Natural Gas & Electricity*, enero de 2017, disponible en: www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/littell-natural-gas-electricity-journal-bridge-wall-transition-low-carbon-economy-2017-jan.pdf

83 Sini Matikainen y Eléonore Soubeyran, "What are stranded assets?", *The London School of Economics and Political Science – Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment*, 27 de julio de 2022, disponible en: www.lse.ac.uk/granthaminstitute/explainers/what-are-stranded-assets/

84 Gregor Semieniuk, et al., "Stranded fossil-fuel assets translate to major losses for investors in advanced economies", *Nature Climate Change,* volumen 12, pp. 532–538, 26 de mayo de 2022, disponible en: www.nature.com/articles/s41558-022-01356-y#citeas

85 AIE, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*, disponible en: www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions/executive-summary

86 Semarnat, comunicado "México reafirmó su compromiso con la acción climática ambiciosa en la COP29", 27 de noviembre de 2024, disponible en: www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-reafirmo-su-compromiso-con-la-accion-climatica-ambiciosa-en-la-cop29?idiom=es; Presidencia de la República, "Versión estenográfica. Conferencia de prensa de la presidenta Claudia Sheinbaum Pardo del 6 de noviembre de 2024", 6 de noviembre de 2024, disponible en: www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-conferencia-de-prensa-de-la-presidenta-claudia-sheinbaum-pardo-del-6-de-noviembre-de-2024

87 Global Energy Monitor, *LNG 2024: Latin America and the Caribbean edition*, octubre de 2024, pp. 8 y 16, disponible en: globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2024/10/GEM-Latam-LNG-brief-Oct-2024.pdf

88 Lazard, *Levelized Cost of Energy,* junio de 2024, p. 17, disponible en: www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

89 Ibid., p. 9

90 Sener, comunicado "En la tercera Subasta Eléctrica mexicana se obtuvo uno de los precios más bajos internacionalmente: PJC", 22 de noviembre de 2017, disponible en: www.gob.mx/sener/prensa/en-la-tercera-subasta-electrica-mexicana-se-obtuvo-uno-de-los-precios-mas-bajos-internacionalmente-pjc

En ese sentido, un estudio realizado por Ember ha estimado que, si México alcanza su meta de generar 45% de electricidad a partir de fuentes limpias en 2030, en línea con el objetivo del gobierno mexicano, se evitaría la demanda de aproximadamente 384 mil MMpc de gas natural al año para generación eléctrica. Esto permitiría reducir los costos de importación de gas en cerca de 1 600 millones de dólares anuales, y disminuiría la generación a base de gas en cerca de un 20 %, pasando de 204 TWh en 2024 a 163 TWh en 2030. Esta estimación subraya la importancia de evaluar de forma integral las decisiones sobre infraestructura futura, considerando no solo los beneficios inmediatos de ciertas tecnologías, sino también sus implicaciones económicas y ambientales de largo plazo[91].

En suma, la forma más eficaz de mitigar el riesgo de sobreinversión es que el gobierno ejerza sus facultades de planeación vinculante para definir una trayectoria de transición energética armonizada, que contemple de manera realista el papel del gas y el de las energías renovables en las próximas décadas. Esto permitiría establecer con claridad la profundidad y el ritmo de la transición, ponderando costos y beneficios, y equilibrando criterios de confiabilidad, asequibilidad y sostenibilidad a lo largo del proceso. Así, sería posible impulsar una transición ordenada y coherente, en la que todos los actores del sector conozcan su rol y se minimice el riesgo de generar activos varados.

Preguntas clave sobre los riesgos económicos

- ¿Existen herramientas financieras, regulatorias o institucionales que el gobierno de México aún no haya utilizado para mitigar episodios de alta volatilidad en los precios del gas natural y las fluctuaciones en el tipo de cambio? ¿Qué medidas podría adoptar la industria para cubrirse ante este riesgo económico?
- Desde una perspectiva estratégica, ¿se justifica el desarrollo de recursos no convencionales en el subsuelo para incrementar la producción doméstica de gas? ¿Resulta rentable? Y desde un enfoque económico: ¿es esta una asignación óptima de recursos para mitigar los riesgos asociados a la dependencia del gas importado?
- ¿Cómo impactaría la expansión de las reexportaciones de GNL desde México al mercado interno de gas y electricidad, particularmente en términos de estabilidad de precios y seguridad de suministro?
- Dado el dinamismo actual del mercado de GNL en América del Norte y sus posibles efectos económicos a mediano y largo plazo, ¿debería México respaldar el desarrollo de terminales de reexportación en su territorio? Si la respuesta es sí, ¿hasta qué punto? ¿Superan los beneficios a los costos?
- ¿Qué tan cerca o lejos se encuentra México de un escenario de sobreinversión en infraestructura de gas en el que se acumulen activos varados? ¿Cuál es el margen para seguir

91 Ember, *Las renovables, el camino hacia la seguridad energética en México*, mayo de 2025, p. 16, disponible en: ember-energy.org/app/uploads/2025/05/ES-Reporte-Las-renovables-el-camino-hacia-la-seguridad-energetica-en-Mexico.pdf

expandiendo esta infraestructura, considerando los compromisos climáticos del país?

- ¿Cómo debería planearse la expansión (o en su caso, la contracción) de la infraestructura de gas— como gasoductos, centrales de ciclo combinado y terminales de GNL— para minimizar el riesgo de incurrir en activos varados?
- En el contexto de la transición energética global, ¿cuál debe ser el papel del gas dentro de la matriz eléctrica en relación con las energías renovables y otras fuentes de menores emisiones? ¿Qué pasos podría tomar México para encaminarse en esa dirección?

3. Riesgos ambientales y climáticos

La dependencia del gas conlleva implicaciones más allá de la política energética y los objetivos económicos del país. Como todo combustible fósil, su ciclo de vida —desde la extracción hasta el consumo— genera impactos ambientales a lo largo de toda la cadena de valor. En las últimas décadas, uno de los supuestos que ha respaldado el crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional en torno a centrales e infraestructura de gas es que sus efectos ambientales son compatibles con los compromisos de México en materia climática y de transición energética. Sin embargo, esta sección explora cómo, en ausencia de una gestión rigurosa y una supervisión sostenida, dichos impactos pueden traducirse en riesgos para el medio ambiente, la salud pública y las metas climáticas del país.

Para identificar las vulnerabilidades en la cadena productiva del gas es necesario entender la tensión entre las ambiciones climáticas del país y su actual política energética. Por un lado, México ha asumido compromisos concretos, como alcanzar cero emisiones netas para 2050 y reducir en 30 % sus emisiones de metano hacia 2030. También busca generar al menos 45 % de su electricidad a partir de fuentes limpias para el 2030[92]. Por otro lado, como se ha comentado, el gobierno ha expresado su intención de aumentar la producción nacional de gas y de incrementar la electricidad generada en centrales de ciclo combinado, proyectando que su participación en la matriz eléctrica se mantenga en un 59 % hacia 2030[93]. Hasta el momento, no queda claro cómo se articularán estos distintos objetivos de forma integral, pero existen ventanas de oportunidad para presentar una visión unificada. Entre ellas destacan la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en el marco del Acuerdo de París, así como los procesos de planeación energética vinculante que se derivan de las recientes reformas legales. En este contexto, la alineación de objetivos y la coordinación institucional serán cruciales para identificar vulnerabilidades y mitigar riesgos ambientales y climáticos.

92 Semarnat, comunicado "México reafirmó su compromiso con la acción climática ambiciosa en la COP29", 27 de noviembre de 2024, disponible en: www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-reafirmo-su-compromiso-con-la-accion-climatica-ambiciosa-en-la-cop29; Secretaría de Relaciones Exteriores, comunicado "Mexico joins the Global Methane Pledge at COP26", disponible en: www.gob.mx/sre/prensa/mexico-joins-the-global-methane-pledge-at-cop26?idiom=en; Presidencia de la República, "Versión estenográfica. Conferencia de prensa de la presidenta Claudia Sheinbaum Pardo", 6 de noviembre de 2024", disponible en: www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-conferencia-de-prensa-de-la-presidenta-claudia-sheinbaum-pardo-del-6-de-noviembre-de-2024

93 Gobierno de México, "Mexico's Plan. Strategy for Equitable and Sustainable Economic Development for Shared Prosperity" (First draft), 2025, lámina 17, disponible en: embamex.sre.gob.mx/trinidadytobago/images/Cargar/turismocomercialesyculturales/English_Version_Plan_Mexico_2030-compressed.pdf

La presente sección analiza tres principales riesgos: las emisiones contaminantes asociadas al uso del gas, las implicaciones del uso del *fracking* para explotar recursos no convencionales, y la posibilidad de un fenómeno de *lock-in* en la planeación energética centrada en este combustible.

Emisiones contaminantes a lo largo del ciclo de vida del gas

Al ser quemado, el gas produce menos emisiones de dióxido de carbono (CO2) por unidad de energía en comparación con otros combustibles fósiles. Por ello, al sustituir fuentes más intensivas en carbono como el carbón, el combustóleo o el diésel en la generación eléctrica, las centrales de ciclo combinado emiten menos GEI[94]. Sin embargo, los beneficios ambientales asociados al gas son más limitados de lo que se suele asumir, sobre todo cuando se consideran las emisiones generadas a lo largo del ciclo de vida de la infraestructura de gas y cuando su participación en la matriz energética es elevada[95]. El metano (CH_4), componente principal del gas, es el segundo GEI más abundante después del CO2. Aunque su permanencia en la atmósfera es más corta —alrededor de una década—, su capacidad de atrapar calor puede ser entre 27.9 y 81.2 veces mayor, dependiendo del horizonte temporal considerado[96]. Se estima que el metano ha contribuido con entre un 20 % y un 30 % al aumento de la temperatura global desde la era preindustrial[97], y su control se considera una de las medidas más efectivas para mitigar el riesgo climático en el corto plazo.

Algunos estudios advierten que fugas del orden de 2.7 % en la cadena de suministro de gas pueden anular los beneficios climáticos netos de sustituir otros combustibles fósiles como el carbón[98]. Estas emisiones fugitivas ocurren en diversas etapas —extracción, procesamiento, transporte y distribución— y su detección, cuantificación y mitigación efectiva continúan siendo un desafío técnico, especialmente en países con capacidades regulatorias limitadas.[99] Según estimaciones, al considerar las emisiones en toda la cadena y no solo aquellas derivadas de la combustión, la huella climática de la industria del gas puede ser comparable o incluso superior a la del carbón y el diésel[100].

En el caso de México, esta problemática adquiere especial relevancia. Según el Global Methane Tracker[101], el país presenta uno de los niveles más altos de emisiones de metano no contabilizadas en el sector energético. Esta situación se ve agravada debido a deficiencias estructurales: sistemas de monitoreo aún incipientes, limitada transparencia en la información pública —especialmente por parte de Pemex— y capacidades institucionales reducidas para fiscalizar las emisiones de forma efectiva.

Estimaciones independientes, basadas en observaciones satelitales, han calculado que

94 Los avances en tecnologías como la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) en plantas térmicas a gas podrían reducir aún más las emisiones directas de CO_2, lo que convierte su desarrollo técnico y económico en un elemento relevante a considerar. Mayor información en este reporte de Agencia Internacional de Energía: www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems/how-carbon-capture-technologies-support-the-power-transition

95 Aaron Sayne, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways*, Natural Resource Governance Institute, septiembre de 2022, disponible en: resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-05/gas_to_power_goal_1-navigating_the_energy_transition_and_climate_crisis.pdf

96 Chris Smith, et al., "The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material", *Climate Change 2021: The Physical Science Basis,* The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2021, p. 16, disponible en: www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf

97 National Aeronautics and Space Administration, Vital signs, Methane, disponible en: climate.nasa.gov/vital-signs/methane/

98 Igor A. Bashmakov, et al., "Industry", *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change,* IPCC , 2022, p. 1182, disponible en: www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter11.pdf

99 AIE, "Regulatory Roadmap", *Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry,* 2021, disponible en: www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry/regulatory-roadmap

100 Robert W. Howarth,"The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States", *Energy Science & Engineering*, 2024, disponible en: https://doi.org/10.1002/ese3.1934; Ramón A. Álvarez, et al., "Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure", *Proceedings of the National Academy of Sciences,* 2012, disponible en: doi.org/10.1073/pnas.1202407109

101 AIE, Global Methane Tracker 2023**,** disponible en: www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023#overview

las emisiones de metano del sector petrolero en México son el doble de las oficialmente reportadas[102]. Asimismo, un consorcio internacional de investigadores publicó un estudio en el que se reportan niveles excepcionalmente elevados de metano escapándose de instalaciones de hidrocarburos en Chiapas, Tabasco, Veracruz y la costa de Campeche. A partir de mediciones tomadas desde aeronaves y respaldadas con observaciones satelitales, los investigadores encontraron "discrepancias cruciales en los inventarios de gases de efecto invernadero que afectan a la capacidad del país para asegurar una mayor eficiencia energética"[103]. De igual manera, un grupo de científicos de la Universidad Politécnica de Valencia ha utilizado información satelital para detectar y cuantificar fugas masivas de metano —también conocidos como eventos de ultraemisión— en el activo de producción Ku-Maloob-Zaap, ubicado en el Golfo de México[104]. Pemex ha rechazado las conclusiones de la investigación, asegurando que las cifras reales son menores a las reportadas en el estudio[105].

En este contexto, la expansión de terminales para GNL, particularmente aquellas que facilitan la salida de gas estadounidense a través de puertos mexicanos, tiene implicaciones adicionales. El ciclo completo del GNL —extracción, licuefacción, transporte y regasificación— genera una huella considerable. Un estudio reciente identificó que la combustión final de GNL exportado de Estados Unidos a Asia representó del 35 al 37 % de las emisiones totales, mientras las emisiones *upstream* y *midstream* —sobre todo fugas de metano— aportaron entre 46 y 48 % del total, y la licuefacción/transporte otro 12 %[106]. Además de sus efectos climáticos, estos megaproyectos han sido objeto de críticas por su posible impacto en zonas ambientalmente sensibles como el Alto Golfo de California, así como por el riesgo de exacerbar conflictos sociales en territorios habitados por comunidades indígenas o con alta vulnerabilidad[107]. Profundizar la dependencia de México del gas, sin implementar un sistema robusto, transparente y continuo para medir las emisiones fugitivas de metano, dificulta evaluar con precisión el verdadero impacto del gas en los compromisos climáticos nacionales e internacionales, incluidas la NDC y el objetivo de cero emisiones netas para 2050.

Además de los efectos climáticos vinculados principalmente al metano, la operación de infraestructura gasífera puede generar impactos ambientales adicionales que deben ser considerados en la evaluación del gas dentro de la política energética. Un análisis reciente estimó que, durante 2023, los tres principales complejos procesadores de gas —Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus— emitieron aproximadamente 800 toneladas diarias de dióxido de azufre (SO2)[108],

102 Lu Shen, et al., "Unravelling a large methane emission discrepancy in Mexico using satellite observations", *Remote Sensing of Environment*, julio de 2021, volumen 260, disponible en: www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0034425721001796

103 Traducción propia. Daniel Zavala-Araiza, et al., "A tale of two regions: methane emissions from oil and gas production in offshore/onshore Mexico", *Environmental Research Letters,* enero de 2021, volumen 16, disponible en: iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abceeb/pdf; Environmental Defense Fund, "Científicos documentan emisiones de metano elevadas en los estados del Golfo de México", 25 de enero de 2021, disponible en: www.edf.org/media/cientificos-documentan-emisiones-de-metano-elevadas-en-los-estados-del-golfo-de-mexico

104 Itziar Irakulis-Loitxate, et al., "Satellites Detect a Methane Ultra-emission Event from an Offshore Platform in the Gulf of Mexico", *Environmental Science and Technology Letters*, 2022, volumen 9, pp. 520-525, disponible en: pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.estlett.2c00225; Stefanie Eschenbacher, "Scientists detect second 'vast' methane leak at Pemex oil field in Mexico", *Reuters*, 2 de septiembre de 2022, disponible en: www.reuters.com/business/environment/exclusive-scientists-detect-second-vast-methane-leak-pemex-oil-field-mexico-2022-09-02/

105 Expansión, "Pemex niega 'grandes emisiones de metano' en plataformas de Golfo de México", 8 de septiembre de 2022, disponible en: expansion.mx/empresas/2022/09/08/pemex-niega-grandes-emisiones-de-metano-en-golfo-de-mexico

106 Robert W. Howarth, "The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States", *Energy Science & Engineering*, 2024, p. 10, disponible en: doi.org/10.1002/ese3.1934

107 Brian Palmer, "Liquefied Natural Gas 101", Natural Resources Defense Council, 9 de febrero de 2024, disponible en: www.nrdc.org/stories/liquefied-natural-gas-101; Joshua Collins y Daniela Díaz, "Sheinbaum's energy agenda under fire as Mexican activists slam LNG megaproject", *Mongabay*, 15 de abril de 2025, disponible en: news.mongabay.com/2025/04/sheinbaums-energy-agenda-under-fire-as-mexican-activists-slam-lng-megaproject/

108 Francisco Barnés y Alejandro Villalobos, "Emisiones a la atmósfera de SO2 de los Complejos Procesadores de Gas", *Energía a Debate*, 24 de marzo de 2024, disponible en: energiaadebate.com/emisiones-a-la-atmosfera-de-so2-de-los-complejos-procesadores-de-gas/

un compuesto nocivo para la salud, perjudicial para el medio ambiente y precursor de la lluvia ácida. Este análisis también señala que ninguno de los complejos analizados está cumpliendo con la NOM-137-SEMARNAT-2013, que establece los límites permisibles y requisitos para el control de emisiones de compuestos de azufre en este tipo de instalaciones. Entre las causas del incumplimiento identificadas se destaca el rezago en el mantenimiento de los sistemas de control de emisiones, debido a restricciones presupuestales, las cuales han priorizado la operación de unidades productoras por encima del mantenimiento integral de los sistemas de control ambiental para recuperar el azufre[109].

Consideraciones sobre la extracción de recursos no convencionales de gas por medio de *fracking*

Ante la creciente dependencia del gas importado desde Estados Unidos, distintas voces del sector han planteado la necesidad de aumentar la producción nacional, lo que ha reactivado el interés en explotar los yacimientos no convencionales de gas, como reportan fuentes recientes[110]. Asimismo, el presupuesto federal de este año asignó recursos para dar continuidad a proyectos que emplean el *fracking*[111].

De acuerdo con estimaciones oficiales, México posee aproximadamente 64.2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos prospectivos no convencionales, de los cuales el 44 % corresponde a gas natural[112]. Estos recursos se encuentran principalmente en las provincias petroleras de Burgos, Sabinas-Burro-Picachos, Tampico-Misantla y Veracruz. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha señalado que el desarrollo de estos recursos podría contribuir "al crecimiento del país y al fortalecimiento de su soberanía, reduciendo la dependencia del producto importado"[113]. Entre las oportunidades identificadas se encuentran la atracción de inversiones significativas, la generación de empleo, el impulso al desarrollo económico en las regiones donde se localicen los proyectos, y el fomento de la transferencia tecnológica y el fortalecimiento de capacidades técnicas locales, como consecuencias de la implementación de técnicas avanzadas de *fracking*[114].

Sin embargo, especialistas advierten que si bien esta alternativa podría contribuir a aumentar la producción nacional de gas natural en el corto plazo, también conlleva implicaciones ambientales y económicas relevantes que deben evaluarse en función de su viabilidad y sostenibilidad a mediano y largo plazo[115]. Los impactos ambientales del *fracking* han sido ampliamente documentados en Estados Unidos[116] y en México, por ejemplo, por lo que toca a su uso intensivo de agua[117], sismicidad

109 Ibid.

110 El Economista, "Pemex y Carlos Slim renegocian proyecto de gas en aguas profundas", 31 de enero de 2025, disponible en: www.eleconomista.com.mx/empresas/pemex-carlos-slim-renegocian-proyecto-gas-aguas-profundas-20250131-744478.html#:~; *Global Energy*, "AMEXHI urge a Sheinbaum a retomar el fracking para energía", 20 de agosto de 2024, disponible en: globalenergy.mx/noticias/amexhi-urge-a-sheinbaum-a-retomar-el-fracking-para-energia/

111 *Global Energy*, "Asignan 12,364 millones de pesos a 4 proyectos de fracking en el PPEF 2025", 12 de diciembre de 2024, disponible en: globalenergy.mx/noticias/asignan-12364-millones-de-pesos-a-4-proyectos-de-fracking-en-el-ppef-2025

112 CNH, *Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México,* 2022, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/766408/Retos-Oportunidades-YNC-2022.pdf

113 Ibid., p. 101

114 Ibid.

115 Luca Ferrari, José Rafael Flores y Diana Hernández, "A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional", *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, UNAM, 2024, p. 82, disponible en: www.rmcg.unam.mx/index.php/rmcg/article/download/1770/1597?inline=1

116 Robert B. Jackson, et al., "The Environmental Costs and Benefits of Fracking", *Annual Review of Environment and Rosources,* 11 de agosto de 2014, disponible en: doi.org/10.1146/annurev-environ-031113-144051; Mohammed S. Hashem y Angela Guggemos, "A Literature Survey of the Fracking Economic and Environmental Implications in the United States", *Procedia Engineering*, 2015, disponible en: www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705815020706

117 José Rafael Flores y Manuel Llano, *Estimación del consumo requerido de agua para la explotación de recursos petroleros no convencionales mediante fracturación hidráulica en México,* Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías, 2024, disponible en: secihti.mx/wp-content/uploads/pronaces/micrositios/energia_y_cambio_climatico/energia/cuadernos_tematicos/Cuaderno_VIII.pdf; Alejandro Villalobos-Hiriart, et al., "Implications of Hydraulic Fracturing of Unconventional Oil and Gas Resources in Mexico", *Water Availability and Management in Mexico,* Springer, 2019, disponible en: doi.org/10.1007/978-3-030-24962-5_5

inducida[118] y emisión de contaminantes[119]. También se ha documentado que sus efectos tienden a concentrarse en las comunidades cercanas a las zonas de explotación, las cuales no siempre reciben una compensación por los daños sufridos[120].

Desde el punto de vista técnico y económico, la explotación del gas de lutitas en México plantea varias interrogantes. De entrada, hay que señalar que no se cuenta con reservas certificadas de gas no convencional, sino únicamente con recursos prospectivos. Un análisis reciente indica que, debido al bajo factor de recuperación asociado a este tipo de yacimientos, solo alrededor del 10 % podría convertirse en reservas técnicamente recuperables en México[121]. Además, persiste un alto grado de incertidumbre en las estimaciones disponibles. La propia CNH reconoce que aún se requieren mayores esfuerzos para caracterizar y cuantificar con precisión el potencial de estos recursos[122]. Algunos estudios han señalado que las condiciones geológicas del país, junto con la falta de infraestructura, incrementan los costos de extracción por encima de niveles competitivos frente a las importaciones desde Estados Unidos[123]. A esto se suma el hecho de que el *fracking* presenta tasas de declinación aceleradas[124], es decir, una caída rápida en la producción tras el primer año de extracción, lo que obliga a una perforación continua para mantener niveles operativos, elevando los requerimientos de inversión[125]. En Estados Unidos, algunos estudios sugieren que hasta el 80 % de los pozos no logran recuperar los costos de inversión inicial[126]. A nivel social y político, la oposición al *fracking* ha sido considerable en diversas regiones del país, lo que ha llevado incluso a declaraciones municipales y estatales de moratoria o rechazo[127]. Esto genera incertidumbre de cara a los inversionistas y limita su viabilidad como estrategia energética de largo plazo.

Hasta la fecha, México ha perforado un número limitado de pozos exploratorios en reservorios no convencionales, y tanto en el sexenio anterior como en las propuestas de campaña de la presidenta Claudia Sheinbaum se había expresado el compromiso explícito de prohibir el uso del *fracking*. Ante las crecientes presiones internas

118 Manuel Llano y Alessia Kachadourian, "Sismicidad inducida y fracking", CartoCrítica, 16 de diciembre de 2015, disponible en: cartocritica.org.mx/2015/sismos_inducidos_fracking/

119 Yoatzin Popoca, et al., *Fracking, cambio climático y derechos humanos: un análisis de las afectaciones en territorio totonaco,* Centro Mexicano de Derecho Ambiental, 2022, disponible en: www.cemda.org.mx/wp-content/uploads/2023/05/Informefrackingpapantla.pdf

120 Letizia Silva, Paul G Munro y María de Lourdes Melo, "*Proyectos de Muerte*: Energy justice conflicts on Mexico's unconventional gas frontier", *The Extractive Industries and Society,* 2018, disponible en: doi.org/10.1016/j.exis.2018.06.010; Fernando Castro-Álvarez, et al., "Sustainability lessons from shale development in the United States for Mexico and other emerging unconventional oil and gas developers", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, disponible en: doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.082; Yoatzin Popoca, et al., *Fracking, cambio climático y derechos humanos: un análisis de las afectaciones en territorio totonaco,* Centro Mexicano de Derecho Ambiental, 2022, disponible en: www.cemda.org.mx/wp-content/uploads/2023/05/Informefrackingpapantla.pdf

121 Luca Ferrari, José Rafael Flores y Diana Hernández, "A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional", *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, UNAM, 2024, p. 83, disponible en: www.rmcg.unam.mx/index.php/rmcg/article/download/1770/1597?inline=1

122 CNH, *Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México,* 2022, disponible en: www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/766408/Retos-Oportunidades-YNC-2022.pdf

123 Luca Ferrari, José Rafael Flores y Diana Hernández, "A 20 años del pico del petróleo en México: análisis del sector hidrocarburos e implicaciones para el futuro energético nacional", *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, UNAM, 2024, p. 83, disponible en: www.rmcg.unam.mx/index.php/rmcg/article/download/1770/1597?inline=1

124 U.S. Energy Information Administration, "Production Decline Curve Analysis in the *Annual Energy Outlook 2023",* 16 de marzo de 2023, disponible en: www.eia.gov/analysis/drilling/curve_analysis/

125 Financial Times, "US shale oil: can a leaner industry ever lure back investors?" 1 de febrero de 2021, disponible en: www.ft.com/content/a8d72d4d-09b1-47fb-bb6c-3c314770f1c1; Ángel de la Vega, y Jaime Ramírez, "El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos", *Economía UNAM* volumen 12, no. 34, enero–abril 2015, disponible en: doi.org/10.1016/S1665-952X(15)30006-2

126 Rystad Energy, "Only 10% Of U.S. Shale Drillers Have A Positive Cash Flow", en *OilPrice.com,* 29 de mayo de 2019, disponible en: oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Only-10-Of-US-Shale-Drillers-Has-A-Positive-Cash-Flow.html;

127 Emmanuel Rincón, "Rechazan autorizar explotación del subsuelo mediante fracking", *Criterio,* 5 de octubre de 2018, disponible en: criteriohidalgo.com/noticias/hidalgo/rechazan-autorizar-explotacion-del-subsuelo-mediante-fracking; Greenpeace México, comunicado "Demandan comunidades y organizaciones que se decrete ya la moratoria al fracking", 4 de diciembre de 2023, disponible en: www.greenpeace.org/mexico/noticia/53602/demandan-comunidades-y-organizaciones-que-se-decrete-ya-la-moratoria-al-fracking/

para reconsiderar la posible explotación de estos recursos, resulta necesario evaluar con mayor detenimiento la viabilidad de esta opción a la luz de sus implicaciones económicas, ambientales y sociales, así como su coherencia con los objetivos de transición energética y descarbonización que México ha asumido en el ámbito nacional e internacional.

El riesgo del *carbon lock-in* y la planeación del gas en México

Un aspecto crítico que debe considerarse al evaluar la compatibilidad del gas con los compromisos climáticos y de transición energética de México es el potencial de incurrir en un bloqueo de carbono (*carbon lock-in*). Este concepto se refiere a una situación en la que decisiones presentes —como inversiones en infraestructura energética intensiva en carbono— generan trayectorias tecnológicas, económicas e institucionales difíciles de revertir, limitando la capacidad futura para adoptar fuentes alternativas, bajas en carbono[128].

En este contexto, resulta pertinente reflexionar sobre el papel que el gas deberá desempeñar en el futuro de la matriz energética de México. Más allá de asumir su permanencia como un componente estructural, el país debe evaluar cuánto gas necesitará en las próximas décadas, en función de sus metas económicas, de seguridad energética y de descarbonización. También es necesario examinar si mantener el gas como eje central del Sistema Eléctrico Nacional es coherente con los compromisos climáticos nacionales e internacionales, o si, por el contrario, será necesario ajustar su rol para reducir riesgos que puedan comprometer la sostenibilidad del sistema energético. Para ello, el gobierno debe monitorear permanentemente la relación entre el gas y las energías renovables, garantizando, mediante una planeación estratégica integral, que el uso del primero no limite el crecimiento de las segundas. Por ejemplo, dado que los proyectos de GNL requieren décadas para recuperar su inversión, su viabilidad financiera depende de una demanda sostenida de gas. Esto podría desalentar la inversión en tecnologías limpias y perpetuar modelos energéticos intensivos en carbono más allá de los plazos recomendados por la ciencia climática[129].

Desde una perspectiva realista, y considerando el crecimiento estimado de la demanda eléctrica en México, es claro que la matriz energética continuará utilizando gas natural en el futuro previsible. Sin embargo, este recurso deberá competir cada vez más con las energías renovables, las cuales, como se explicó en el apartado anterior, se han vuelto progresivamente más competitivas en costos. Según la AIE, la energía limpia representó más del 80 % del crecimiento total en la generación eléctrica en 2024, y las renovables fueron la fuente de energía con mayor crecimiento durante ese año[130]. Aun así, la despachabilidad de las centrales de ciclo combinado y su capacidad de generar electricidad firme —especialmente en días con picos inusuales de demanda— hace que el gas siga siendo un recurso difícil de sustituir en muchas regiones. Como señala un análisis reciente de Carlyle, las baterías podrán cubrir brechas de corto plazo, pero el gas natural seguirá siendo el "joule de equilibrio", es decir, la fuente que provea los incrementos marginales de energía necesarios durante periodos más prolongados[131]. Corresponde a la política energética definir el

128 Ichiro Sato, Beth Elliott y Clea Schumer, "What Is Carbon Lock-in and How Can We Avoid It?", World Resources Institute, 25 de mayo de 2021, disponible en: www.wri.org/insights/carbon-lock-in-definition; Karen C. Seto, et al., "Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications", *Annual Review of Environment and Resources*, 2016, disponible en: doi.org/10.1146/annurev-environ-110615-085934

129 Stephen Stapczynski, "Big Spending Cements LNG in Energy Mix for Decades to Come", , "Big Spending Cements LNG in Energy Mix for Decades to Come", *Bloomberg*, 11 de enero de 2024, disponible en: www.bloomberg.com/news/newsletters/2024-01-11/huge-wave-of-lng-investment-may-delay-global-energy-transition

130 AIE, *Global Energy Review 2025: Electricity,* disponible en: www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/electricity

131 Jeff Currie, *The New Joule Order*, Carlyle Group, 2025, disponible en: www.carlyle.com/global-insights/research/the-new-joule-order

papel que deberá desempeñar el gas dentro del sistema eléctrico, de manera que se logre un equilibrio entre confiabilidad, asequibilidad y sostenibilidad del suministro.

En suma, la dependencia persistente del gas genera al menos dos riesgos estructurales. En primer lugar, el país podría seguir acumulando pasivos ambientales y financieros asociados a emisiones de metano y otros contaminantes si no se implementan mecanismos de monitoreo y mitigación más estrictos. En segundo lugar, se vuelve más complejo alcanzar las metas de transición energética y mitigación climática en los tiempos comprometidos, especialmente si las inversiones en infraestructura de gas no complementan, sino desplazan a las fuentes alternativas.

Preguntas clave sobre los riesgos ambientales y climáticos

- ¿Puede el país sostener su compromiso con las metas climáticas mientras continúa expandiendo infraestructura fósil de largo plazo, como terminales de GNL, que requieren décadas de operación para ser rentables?
- ¿Es realista asumir que la regulación y monitoreo de metano podrán fortalecerse al ritmo necesario para garantizar que el uso de gas no socave los compromisos de reducción de emisiones? Más aún, ¿cómo afectaría esta trayectoria a las señales de política necesarias para movilizar inversión en energías renovables, que requieren entornos regulatorios estables y prioridad presupuestaria?
- ¿En qué medida la explotación de gas no convencional mediante *fracking* en México puede considerarse una estrategia compatible con los compromisos de transición energética y descarbonización, dadas sus implicaciones económicas, ambientales y sociales?
- ¿Qué tan cerca o lejos se encuentra México de un escenario de *carbon lock-in*, en el que las inversiones en infraestructura de gas limitan el despliegue de las energías limpias?
- ¿Está México asumiendo de forma suficientemente crítica los costos diferidos de una estrategia que no parece incorporar plenamente los riesgos ambientales y climáticos del gas?

4. Conclusiones

El presente documento de discusión muestra cómo el gas se ha consolidado como el eje central del sistema energético de México. La proximidad geográfica con Estados Unidos ha facilitado un suministro estable y de bajo costo para la economía mexicana. No obstante, esta ventaja competitiva ha derivado en una creciente dependencia del gas importado, configurando una relación cada vez más asimétrica, que requiere de mecanismos efectivos para enfrentar escenarios de disrupción, alza de precios o realineamientos geopolíticos.

Actualmente, más del 70 % del gas natural que se consume en el país proviene de un solo proveedor. A esta dependencia de fuentes externas se suman una dependencia tecnológica —dado el predominio de las centrales de ciclo combinado en la matriz eléctrica— y una dependencia logística, reflejada en la alta concentración del flujo de gas en pocos ductos y puntos de entrada, así como en la limitada capacidad de almacenamiento a nivel nacional. Estas distintas dimensiones de la dependencia del gas visibilizan las vulnerabilidades estructurales del sistema energético en México.

En este contexto, la inacción frente a los riesgos emergentes ha sido consecuencia del apego a tres supuestos que, durante años, se han asumido como ciertos en la política energética: que México tendrá acceso sostenido a un suministro abundante y confiable de gas natural; que el precio del gas natural en Estados Unidos permanecerá bajo y estable; y que el gas natural no compromete las metas climáticas y de transición energética del país. Sin embargo, casos como la tormenta invernal Uri, los picos de precios, el desarrollo acelerado del GNL en América del Norte, las emisiones de metano no contabilizadas y el debate sobre el *fracking* son un recordatorio de que el suministro de gas en México debe ser objeto de monitoreo constante y de una evaluación periódica que permita responder de forma eficaz a los riesgos de suministro, económicos, ambientales y climáticos.

Este documento se propone contribuir a un debate más informado y realista sobre el papel del gas en México. Uno de los problemas que ha impedido una evaluación integral del tema es que suele abordarse desde posiciones polarizadas. Entre ambos extremos, se pierde de vista la complejidad de los riesgos y los matices de las decisiones necesarias para equilibrar confiabilidad, asequibilidad y sostenibilidad. Lo que se necesita es un enfoque más pragmático y basado en evidencia, que reconozca las contribuciones del gas a la fecha, pero que también identifique los límites y condiciones para su uso futuro.

Para avanzar en esa dirección, este análisis identifica cuatro prioridades clave:

1. **Adoptar un marco integral de evaluación de riesgos del gas:** la política energética debe incorporar de forma explícita la evaluación de riesgos de suministro, económicos, ambientales y climáticos asociados a la dependencia del gas importado. Esta evaluación debe estar basada en escenarios y formar parte de la planeación energética vinculante del gobierno mexicano.

2. **Impulsar una transición energética ordenada y coherente, con una trayectoria que armonice el papel del gas y de las energías renovables:** el gobierno debe trazar con claridad la profundidad y el ritmo de la

transición, considerando de manera integral los costos y beneficios, y equilibrando criterios de confiabilidad, asequibilidad y sostenibilidad en cada etapa del proceso.

3. **Desarrollar una política de gestión de la demanda de gas:** la seguridad energética no solo se fortalece desde la oferta. Una política robusta de eficiencia energética, junto con la electrificación de usos finales en sectores de alto impacto como el transporte, la climatización de edificios y ciertos procesos industriales, así como una diversificación tecnológica que incluya la descarbonización del sector eléctrico, también podría contribuir a cerrar la brecha de las importaciones de gas.

4. **Fortalecer las capacidades de medición, monitoreo, reporte y verificación de emisiones de metano:** para cumplir de manera creíble los compromisos climáticos nacionales e internacionales, la industria petrolera debe robustecer sus programas de detección y reparación de fugas, incorporando tecnologías como cámaras de imagen óptica de gas, aeronaves, drones e información satelital.

La creciente dependencia mexicana del gas— particularmente del proveniente de Estados Unidos— representa hoy uno de los desafíos más apremiantes para la seguridad energética del país. México cuenta con el marco jurídico, las capacidades técnicas y las herramientas institucionales necesarias para reducir esta dependencia y mitigar los riesgos que de ella derivan. Aprovechar estas capacidades de manera estratégica será fundamental para garantizar un suministro energético confiable, asequible y sostenible en las próximas décadas.

Agradecimientos

Agradecemos a Mariana López Nolasco, Anna Cartagena y Julián Martínez-Achim, por su apoyo y cuidado en la elaboración de este reporte, y a Pablo García por edición del texto. Nuestra gratitud también para Fernanda Ballesteros, Aaron Sayne y Fernando Patzy, cuyas revisiones y comentarios enriquecieron este trabajo.

Sobre los autores

Talia Contreras Tapia es oficial de programas de NRGI en México y Alejandro Chanona Robles es consultor en temas de energía en NRGI.

Acerca de NRGI

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

Natural Resource Governance Institute