

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

1

Petróleo cae 1% al reducirse la prima de riesgo geopolítico por menor tensión en Irán

Los precios del petróleo caían un 1% este lunes, revirtiendo las ganancias de la sesión anterior, debido a la disminución de los disturbios civiles en Irán.

Los **precios del petróleo** caían un 1% este lunes, revirtiendo las ganancias de la sesión anterior, debido a la disminución de los disturbios civiles en Irán, lo que reducía la posibilidad de un **ataque estadounidense** que podría interrumpir el suministro del principal productor de Oriente Medio.

El crudo **Brent** caía 65 centavos, o un 1%, hasta los 63,48 dólares el barril a las 09:12 GMT. El **West Texas Intermediate** estadounidense para febrero bajaba 65 centavos, o alrededor de un 1%, a 58,84 dólares el barril.

El contrato vence el martes y el de marzo perdía 57 centavos menos, o un 1%, a 58,77 dólares.

La violenta represión iraní de las protestas espoleadas por las dificultades económicas, que según las autoridades causó la muerte de 5,000 personas, sofocó los disturbios.

El presidente de Estados Unidos, **Donald Trump**, pareció dar un paso atrás en sus anteriores amenazas de intervención, diciendo en las redes sociales que Irán había suspendido los ahorcamientos masivos de manifestantes, aunque el país no había anunciado ningún plan de ese tipo.

Eso pareció reducir las probabilidades de una intervención estadounidense que podría haber interrumpido los flujos de petróleo del cuarto mayor productor entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

"El sentimiento predominante de cautela se debe a la influencia que cualquier expansión de una guerra comercial, por las repercusiones entre Estados Unidos y Europa debido a Groenlandia, tendrá en el comercio mundial y, por defecto, en la demanda de petróleo", dijo John Evans, analista de PVM Oil Associates.

El mercado, sin embargo, también estaba considerando el riesgo de daños a la infraestructura rusa y los suministros de destilados en un momento en que se pronostica un **clima más frío en América del Norte y Europa**, lo que, junto con las preocupaciones en torno a Irán, estaba inquietando al mercado, añadió.

Los mercados estadounidenses permanecerán cerrados el lunes por el **Día de Martin Luther King Jr.**

Los mercados también seguían de cerca los planes para los campos petroleros de Venezuela, después de que Trump dijo que Estados Unidos se encargaría de su industria petrolera tras la [captura de Nicolás Maduro](#), pero confiaban menos en las perspectivas de un aumento de la producción venezolana.

El productor de petróleo kazajo Tengizchevroil, liderado por **Chevron**, dijo este lunes que había detenido temporalmente la producción como medida de precaución en los yacimientos petroleros de Tengiz y Korolev después de que un problema afectara a los sistemas de distribución de energía. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

2

Trump quiere el petróleo de Venezuela: ¿Qué puede aprender del caso Pemex en México y de Petrobras?

Trump busca controlar el petróleo venezolano. El caso Pemex muestra que la nacionalización sin inversión puede fortalecer la soberanía, pero debilitar la producción.

El petróleo volvió al centro del tablero geopolítico. Tras la [captura de Nicolás Maduro](#), Donald [Trump busca apoderarse del petróleo de Venezuela](#) con el argumento de que Estados Unidos "construyó" la industria petrolera venezolana y que ahora pretende "recuperarla".

De esa manera, [el presidente de EU pretende adueñarse del petróleo de Venezuela](#) e incluso [Trump presiona a petroleras como Chevron, Exxon Mobil y ConocoPhillips](#) para invertir en el país encabezado ahora por [Delcy Rodríguez, la presidenta encargada](#) tras la [deposición de Nicolás Maduro](#).

Los dichos del presidente de EU encendieron las alertas diplomáticas y revivieron una discusión histórica en América Latina: **¿Qué ocurre cuando un país nacionaliza su petróleo** y hasta dónde llega el derecho del Estado frente a la inversión privada extranjera?

En ese debate, [el caso mexicano y Pemex aparece como un referente](#) inevitable. La [expropiación petrolera de 1938](#) y la [creación de Petróleos Mexicanos](#) marcaron un antes y un después en la relación entre recursos naturales, política y desarrollo económico. No fue un camino lineal ni exento de costos.

De acuerdo con Skip York, en *The Conversation*, la experiencia de México, junto con la de Brasil, ofrece claves para entender por qué el petróleo no es solo una mercancía, sino una **herramienta de poder** que puede fortalecer o debilitar a un país según cómo se gestione.

Trump y el petróleo de Venezuela: el origen del conflicto

[Donald Trump asegura que Venezuela "tomó" el petróleo](#) estadounidense cuando nacionalizó su industria en 1976 y profundizó ese control bajo el [gobierno de Hugo Chávez](#) en 2007. Sin embargo, de acuerdo con *The Conversation*, esa narrativa simplifica la historia.

Desde principios del siglo XX, empresas estadounidenses y europeas fueron claves en el **desarrollo petrolero venezolano**. Invirtieron capital, tecnología e infraestructura, pero nunca fueron dueñas legales del subsuelo. Venezuela, como otros países, mantuvo la propiedad de sus reservas y otorgó concesiones con plazos definidos.

La ambigüedad de esos contratos alimentó tensiones que desembocaron en la nacionalización petrolera.

Nacionalización petrolera: ¿Qué implica realmente?

La **nacionalización petrolera transfiere el control de la industria al Estado**, ya sea mediante expropiaciones, renegociación de contratos o mayor participación pública en proyectos existentes. Según Skip York, el objetivo suele ser ampliar los beneficios sociales, fortalecer la seguridad energética y financiar al Estado.

El problema surge cuando esos objetivos desplazan la inversión, la reinversión y la eficiencia operativa. En Venezuela, parte de los ingresos petroleros se destinó a gasto social y político, reduciendo la capacidad de mantenimiento y expansión de la industria.

El resultado fue una caída sostenida de la [producción de petróleo de Venezuela](#), que pasó de más de 3 millones de barriles diarios en 2002 a cerca de 665 mil en 2021. Aunque hubo una leve recuperación hacia 2025, el deterioro estructural persiste.

El caso de México: Pemex y la expropiación petrolera de 1938

Hace casi 90 años, en 1938, México fue pionero en la región. El [presidente Lázaro Cárdenas](#) expropió los activos de 17 empresas extranjeras y creó Pemex.

Aunque México sí compensó a las empresas afectadas, el proceso tensó relaciones diplomáticas y aisló al país del capital y la tecnología internacional durante décadas.

La [creación de Petróleos Mexicanos](#) tuvo costos. La falta de inversión, la caída de grandes yacimientos y decisiones políticas poco sostenibles provocaron que la producción, que alcanzó su pico en 2004, iniciara un declive persistente. Hoy, [Pemex es una carga financiera. Petróleos Mexicanos produce menos](#) de la mitad de lo que producía hace dos décadas.

La experiencia muestra que la soberanía energética puede fortalecerse en el plano político, pero debilitarse en el productivo si no hay reinversión ni apertura tecnológica.

Petrobras, el contraste en la producción de petróleo en Brasil

Unos 15 años después de la creación de Pemex, Brasil puso en marcha a [Petrobras](#) como empresa estatal. 44 años después los brasileños reformaron su marco energético: El Estado mantuvo el control, pero abrió la puerta a inversión, tecnología y experiencia internacional del capital privado.

El resultado fue contundente. Según Skip York, la [producción de petróleo en Brasil](#) se cuadruplicó en menos de 30 años, impulsada por proyectos de aguas profundas en colaboración con empresas como [Shell, ExxonMobil y TotalEnergies](#). El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

Crudo cerró al alza antes de festivo en Estados Unidos

3

Los precios del petróleo cerraron al alza el viernes debido a que algunos inversionistas cubrieron posiciones cortas antes del fin de semana festivo de tres días por Martin Luther King en Estados Unidos y por las preocupaciones sobre un posible ataque militar estadounidense contra Irán.

Los precios del petróleo cerraron al alza el viernes debido a que algunos inversionistas cubrieron posiciones cortas antes del fin de semana festivo de tres días por Martin Luther King en Estados Unidos y por las preocupaciones sobre un posible ataque militar estadounidense contra Irán.

El crudo Brent cerró en 64.13 dólares por barril, con un alza de 37 centavos o 0.58 por ciento. El West Texas Intermediate cerró en 59.44 dólares por barril, un incremento de 25 centavos o 0.42 por ciento. La mezcla mexicana de exportación se ubicó en 55.64 dólares el barril, una subida de 0.61% o 34 centavos.

En la semana, los precios avanzaron por cuarta semana consecutiva. El WTI subió 0.54%, la mezcla mexicana 1.22% y el Brent 1.25 por ciento.

La mayor parte de las ganancias del viernes parecieron deberse a la compra de suministros antes del fin de semana largo, dijo John Kilduff, socio de Again Capital. "Con ese grupo de ataques de portaaviones desplazándose al Golfo Pérsico, no parece probable que ocurra nada pronto".

Contra estos temores se encuentran los posibles aumentos de la oferta desde Venezuela, dijo Phil Flynn, analista senior de Price Futures Group. "El suministro de Venezuela no ha sido tan masivo como se esperaba".

El Brent y el WTI alcanzaron máximos de varios meses en la semana después de que estallaron las protestas en Irán y el presidente de Estados Unidos, Donald Trump, señaló el potencial de ataques militares, pero perdieron más del 4% el jueves cuando Trump dijo que la represión de Teherán contra los manifestantes estaba disminuyendo, disipando las preocupaciones de una posible acción militar que podría interrumpir los suministros de petróleo.

"Sobre todo, existe preocupación por un posible bloqueo del estrecho de Ormuz por parte de Irán en caso de una escalada, a través del cual fluye alrededor de una cuarta parte del suministro marítimo de petróleo", dijeron los analistas de Commerzbank en una nota.

Los analistas esperan una mayor oferta este año, lo que podría crear un techo para la prima de riesgo geopolítico sobre los precios.

"A pesar del redoble de los riesgos geopolíticos y la especulación macroeconómica, el balance subyacente todavía apunta a una oferta abundante", dijo la analista de Phillip Nova, Priyanka Sachdeva. El Economista

Vitol ya ofrece petróleo venezolano a China para entregar en abril

Vitol ofreció petróleo venezolano a compradores chinos con descuentos de unos 5 dólares por barril respecto al Brent ICE para entrega en abril, informaron varias fuentes comerciales.

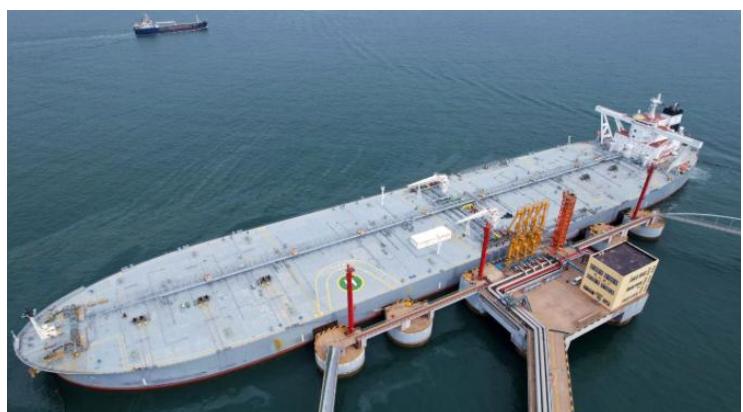
Vitol ofreció petróleo venezolano a compradores chinos con descuentos de unos 5 dólares por barril respecto al **Brent ICE** para entrega en abril, informaron varias fuentes comerciales.

Las ofertas se hicieron el viernes pasado a varias refinerías, incluidas refinerías independientes que solían ser los principales **compradores chinos de petróleo venezolano** con un descuento mayor, dijo una de las fuentes.

Sin embargo, es poco probable que las refinerías independientes acepten las ofertas, dado el fuerte aumento de los precios desde un descuento de unos 15 dólares por barril en diciembre, dijeron fuentes comerciales.

Vitol también se está dirigiendo a las **refinerías estatales indias** para vender el petróleo.

La refinería y petroquímica india Mangalore está estudiando la posibilidad de comprar petróleo venezolano, ya que ha suspendido las importaciones de petróleo ruso para cumplir las sanciones occidentales, dijo el lunes su director financiero, Devendra Kumar. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

4

Tras captura de Nicolás Maduro, Venezuela vive el desafío de reconstruir su industria petrolera

Tras la [captura de Nicolás Maduro](#), el depuesto [presidente de Venezuela y su esposa, Cilia Flores](#), enfrentan cargos de narcoterrorismo en Estados Unidos y en medio de las presiones de Donald Trump, Venezuela enfrenta una industria petrolera deteriorada por años de mala gestión, corrupción y sanciones internacionales.

Si bien [Venezuela tiene la mayor cantidad de reservas probadas de petróleo](#), el país también tiene oleoductos dañados, refinerías obsoletas y litigios pendientes que complican cualquier intento de recuperación.

Mientras Patrick Pouyanné, director general de TotalEnergies, señaló que [elevar la producción petrolera de Venezuela costaría 100 mil millones de dólares](#), Skip York estima que devolver la producción venezolana a niveles históricos podría costar más de 180 mil millones de dólares.

Aquí es donde el caso mexicano cobra relevancia. La [historia de Pemex](#) muestra que sin reglas claras, reinversión y autonomía técnica, una empresa estatal puede convertirse en una carga fiscal y política.

¿Qué puede aprender Trump del caso Pemex?

La principal lección es histórica y legal. Invertir no equivale a poseer. Ni en México ni en Venezuela las empresas privadas fueron dueñas del petróleo, solo operadoras temporales.

La segunda lección es económica. La **soberanía energética** no se impone con discursos ni con control militar, sino con instituciones sólidas, marcos legales creíbles y modelos que equilibren control estatal e inversión privada.

Finalmente, el petróleo no es botín ni trofeo. Es un activo estratégico que, mal gestionado, puede convertirse en una maldición. México lo aprendió con Pemex; Brasil lo corrigió a tiempo; Venezuela enfrenta el reto. El Financiero

Slim expande negocio de 'oro negro': Compra participación de Lukoil en campos petroleros Ichalkil y Pokoch

Grupo Carso se comprometió a asumir la deuda de Lukoil, con el objetivo de ser dueño de los campos petroleros de Ichalkil y Pokoch en Campeche.

[Grupo Carso, propiedad Carlos Slim](#), anunció este lunes a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) que acordó la adquisición del 100 por ciento del capital social de Fieldwood Mexico B.V. por un monto de **270 millones de dólares**, actualmente propiedad de la empresa rusa Lukoil.

Adicionalmente, [Grupo Carso](#) se comprometió a asumir la obligación de pagar una deuda de la sociedad de por un monto de 330 millones de dólares con el propio Lukoil como vendedor, se puede leer en el comunicado enviado a la bolsa.

La transacción fue llevada a cabo mediante la subsidiaria Zamajal, propiedad de Grupo Carso, con lo que obtendrá la participación mayoritaria y operativa de los [campos petroleros Ichalkil & Pokoch](#), área contractual ubicada frente a la Costa de Campeche.

¿Qué sabemos de la compra de Carlos Slim sobre los campos petroleros en Campeche?

El interés de la familia Slim en Fieldwood Energy E&P México radica, principalmente, en que posee el 50 por ciento de participación en los campos Ichalkil y Pokoch, conocidos como el 'Área Contractual 4', ubicados en aguas someras frente a la [costa de Campeche](#).

El otro 50 por ciento pertenecía a **Mx Dlta NRG 1, S.A. de C.V.**, empresa que anteriormente operaba bajo el nombre de Petrobal Upstream Delta 1 y que fue adquirida por Grupo Carso en junio de 2024.

De esta manera, Grupo Carso poseerá el 100 por ciento de la participación de este campo, aunque todavía hacen falta las autorizaciones regulatorias correspondientes en México (**Comisión Nacional Antimonopolio (CNA) y de la Secretaría de Energía**) y, en especial de la autorización expresa y específica de la Transacción por parte de la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) de los Estados Unidos.

El Área Contractual 4 formó parte de los contratos adjudicados tras la reforma energética que llevó a cabo el [expresidente Enrique Peña Nieto](#).

El 7 de enero de 2016, el gobierno de México, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, firmó el contrato **CNH-R01-L02-A4/2015** con el consorcio integrado por Fieldwood Energy E&P México como socio operador y Petrobal Upstream Delta 1 como socio financiero, bajo el esquema de producción compartida. El Financiero

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

5

Pierden relevancia ingresos petroleros frente al PIB

Desde 2015, las aportaciones conjuntas de Pemex y de los contratos a las finanzas públicas han tenido una tendencia decreciente en su participación en el PIB

En 2025, la industria petrolera nacional canalizó a las finanzas públicas **239 mil 823 millones de pesos (mmdp)** que representaron apenas **0.7 por ciento** del Producto Interno Bruto (PIB), la segunda participación más baja desde 2015.

Estos recursos, recabados de manera conjunta a partir de las asignaciones de **Petróleos Mexicanos (Pemex)** y de los **contratos privados** derivados de las llamadas rondas petroleras, resultaron superiores en **37 mil 239 mmdp** a los 202 mil 584 millones de 2024, es decir, **18.3 por ciento**.

Sin embargo, su participación el año pasado como porcentaje del PIB **resultó baja**, apenas superior al 0.6 por ciento de 2024. Al término del 2020, año de la pandemia por el Covid-19, esta participación había sido de 0.8 por ciento.

En los últimos once años, además, las transferencias del **Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)** a la **Tesorería de la Federación (TesoFe)** cayeron **160 mil 177 mmdp**, al pasar de los 400 mil millones de pesos, a los **239 mil 823 mmdp** de 2025, un descenso de **40 por ciento**.

Hacienda recibió 14 % menos en 2025

Al término del 2025, la **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)** recibió **14.2 por ciento** menos recursos de lo que esperaba de la industria petrolera del país.

Para el cierre del año, la dependencia a cargo de **Édgar Amador Zamora** había programado recibir un total de **279 mil 767 mmdp**; sin embargo, lo entregado por el FMP quedó **39 mil 944 millones por debajo de ese monto**.

Pemex incrementó en 30 % sus aportaciones

En 2025, Pemex entregó a las finanzas públicas un acumulado anual de **200 mil 195 mmdp** como producto de sus asignaciones, un aumento de **46 mil 921 mmdp** con respecto al ejercicio anterior, es decir, una variación positiva de **30.6 por ciento**.

Por el contrario, los contratos petroleros redujeron sus aportaciones en **8 mil 925 mmdp**, al pasar de los 49 mil 50 mmdp a los **40 mil 125 mmdp**, una reducción de **18 por ciento**. EAD

Retoma CNE publicación de las Memorias de Cálculo de tarifas eléctricas

La publicación de las Memorias obedece al artículo 159 de la Ley del Sector Eléctrico

En un acto de transparencia y atendiendo a la **Ley del Sector Eléctrico (LSE)**, la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** retomó la publicación de las **Memorias de Cálculo de las tarifas eléctricas**, una actividad que se suspendió durante el sexenio pasado.

Recientemente, la CNE, que sustituyó a la extinta Comisión Reguladora de Energía (CRE), publicó [en su portal de internet oficial](#) las Memorias de las tarifas reguladas de electricidad en transmisión y distribución, así como las de operación de la empresa pública operadora del suministro de servicios básicos, las de operación del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y las de los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Estas Memorias abarcan períodos desde el 2016 hasta 2026 en algunos casos y se suman a las [Memorias de cálculo para el Servicio de Transmisión \(porteo\) para fuentes renovables o cogeneración eficiente y convencionales](#), también montadas recientemente en el portal de la Comisión.

La publicación de las Memorias de Cálculo de las tarifas eléctricas se sustenta en el **artículo 159 de la LSE** que indica que la CNE debe aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas eléctricas reguladas, las máximas de las Suministradoras de Último Recurso y las tarifas finales del suministro básico.

Y especifica que el organismo **debe publicar las memorias de cálculo** usadas para determinar dichas tarifas y los precios. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

6

Pemex regresa a la BMV

Con información Clave para la Inversión Preliminar, entregado a la BMV, se planea que la emisión, se haga en tres series, con tasa fija y una Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE)

Petróleos Mexicanos (Pemex) regresará a la **Bolsa Mexicana de Valores (BMV)**, ya que buscará emitir certificados bursátiles por un total de hasta 31 mil 500 millones de pesos en febrero próximo.

Con base en el documento con “Información Clave para la Inversión Preliminar” entregado a la BMV, se planea que la emisión, se haga en tres series, con tasa fija y una Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) de fondeo como tasa de referencia, con plazos de cinco, 8.5 y 10.5 años.

Sin embargo, no se tiene una fecha definida, solo se especifica que se buscará se lleve a cabo entre el 3 y 13 de febrero de este año y bajo las claves de pizarra PEMEX 26, PEMEX 26-2 y PEMEX 26U.

A decir de Alejandro Osorio Pérez, executive director en el Mercado de Capitales de Deuda (DCM, por sus siglas en inglés) de Grupo Financiero Banorte, aclaró a través de su red social Linkedin que esta emisión no es un endeudamiento adicional, sino un refinaciamiento de pasivos.

Y es que, entre los intermediarios colocadores se encuentran Casa de Bolsa Banorte, de grupo Financiero Banorte; además de Casa de Bolsa BBVA México, MONEX Casa de Bolsa; Casa de Bolsa Santander; Scotia Inverlat Casa de Bolsa; y Casa de Bolsa Ve por Más.

Además de contar con las calificaciones de “AAA.mx” en escala nacional por parte de Moody’s Local México, que indica emisores o emisiones con la capacidad crediticia muy fuerte con respecto a otros emisores locales.

Así como “HR AAA” con perspectiva estable por parte de HR Ratings de México, la más alta por calidad crediticia, ofreciendo gran seguridad para el pago oportuno de las obligaciones de deuda y mantiene mínimo riesgo crediticio.

En el prospecto preliminar de colocación se refiere que entre los factores de riesgo a considerar en esta emisión es que los precios del petróleo crudo, del gas natural y de los productos petrolíferos son volátiles, y la disminución de los precios de dichos productos afecta negativamente los ingresos y el flujo de efectivo de la empresa, así como el valor de las reservas de hidrocarburos que la paraestatal tiene derecho de extraer y vender.

Aclara que la mayor parte del flujo de efectivo proviene de las ventas de petróleo crudo, de petrolíferos y de gas natural y los precios internacionales de estos productos varían dependiendo de la oferta y la demanda global, así como por diversos factores que están fuera del control de **Pemex**.

Estos factores incluyen: la competencia dentro del sector del petróleo crudo y gas natural; la existencia y desarrollo de fuentes alternativas de energía; la fluctuación de los precios de fuentes alternativas de energía.

Además del costo de exploración y explotación de los campos petroleros; las tendencias económicas internacionales; las fluctuaciones de divisas, las expectativas de inflación; las leyes y regulaciones locales y extranjeras.

Las políticas de transición energética; los acontecimientos políticos, sociales y otros (incluyendo eventos de salud pública y conflictos armados) en las principales naciones productoras y consumidoras de petróleo y de gas natural.

Las medidas adoptadas por los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y otros países exportadores; la actividad comercial de petróleo y gas natural; y las operaciones con instrumentos Financieros Derivados relacionados con petróleo y gas.

Así que si los precios internacionales del petróleo crudo, productos petrolíferos y/o del gas natural disminuyen, Pemex podría enfrentar menores ingresos, limitando su capacidad de inversión y cumplimiento de obligaciones financieras.

Además de menores rendimientos antes de impuestos y derechos, debido a que los costos fijos de la entidad se mantienen constantes en una mayor proporción. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de enero de 2026

7

Falta de claridad en la planeación vinculante frena almacenamiento subterráneo de gas: NGI

Se prevé un alza histórica en las importaciones de gas de EE.UU. por ducto en 2026

Aun cuando las importaciones de gas natural desde Estados Unidos se incrementarán en el próximo año, en un escenario de insuficiente producción doméstica, se impone la necesidad de impulsar los proyectos de almacenamiento subterráneo, pero la **incertidumbre regulatoria** prevalece ante la **falta de claridad** con respecto a la **planeación vinculante** en el sector energético.

De acuerdo con un reciente análisis de **Natural Gas Intelligence (NGI)**, en 2026 las importaciones de gas de Estados Unidos mediante ductos **aumentarán a niveles históricos**, al tiempo que la demanda crecerá dejando rezagada la producción nacional.

Las importaciones podrían llegar este año a los **7.642 mil millones de pies cúbicos por día**, 0.971 mil millones por arriba de los 6.671 mil millones de 2025, según citó cifras recientes de la consultora Wood Mackenzie. Esto significaría un incremento de **14.5 por ciento** entre ambos ejercicios.

Las predicciones de la consulta, además, apuntan a importaciones por **9 mil millones de pies cúbicos diarios** para 2029.

La nota de NGI, firmada por **Christopher Lenton**, también retomó a la transportadora de gas Kinder Morgan, que abastece a México desde los campos del Sur de Texas y Arizona, que espera que la demanda mexicana por importaciones aumente **por arriba de los mil millones de pies cúbicos** al final de la década.

Esta demanda por el energético, consideró el estudio, estará representada mayoritariamente **por el sector eléctrico**.

Según el documento, NGI confía en que el gasoducto marino Puerta al Sureste de la canadiense TC Energía, con capacidad de **1.3 mil millones de pies cúbicos** y concluido en 2025, podrá crear oportunidades para el Sur-Sureste del país, una zona altamente deficiente de gas.

A esto agregó la entrada en operación prevista para este año de la Fase 1 de la terminal para la re-exportación de gas natural licuado **Energía Costa Azul (ECA)** ubicada en Ensenada, Baja California, propiedad de Sempra.

"Comenzará la construcción de algunos gasoductos recientemente anunciados, destinados a la generación y cogeneración de energía, para llegar a nuevos consumidores y atender cuellos de botella", comentó **David Madero**, director de la consultora Simplificado Punto SC.

Balance negativo

Respecto a la demanda de gas natural, NGI expuso que las actividades extractivas, conocidas como *upstream*, **no lograrán mejorar el desbalance entre oferta y demanda**.

"La posibilidad de un aumento en la producción nacional es incierta. Pemex no ha logrado convencer al sector privado para que invierta en contratos de desarrollo mixto, algunos de ellos relacionados con gas natural en campos terrestres como Ixachi, Bakte y Cuervito", citó a **Arturo Carranza**, director de AKZA Consultores.

Cabe recordar que el gobierno de la presidenta de la República, **Claudia Sheinbaum Pardo**, introdujo en la nueva regulación del sector energético la figura de los **proyectos de desarrollo mixtos**, con participación estatal y privada.

Sobre ello, Carranza recordó que Pemex esperaba que estos proyectos sumaran **600 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd)** a su producción, mientras que Wood Mackenzie pronosticó que la producción de gas seco de México, es decir, el gas que llega al mercado nacional, disminuiría ligeramente a **2.299 mil millones de pies cúbicos diarios en 2026**, de los 2.302 millones de 2025.

Almacenamiento y planeación vinculante

Respecto a la posibilidad de ampliar la capacidad de almacenamiento de gas natural mediante el uso de yacimientos vacíos, NGI recordó que en la más reciente consulta pública celebrada por el **Centro Nacional de Control de Gas Natural (Cenagas)** en septiembre pasado, la mayoría de los participantes expresaron **"una vez más"** la necesidad de **almacenamiento del energético**.

Los empresarios y comerciantes del gas que se pronunciaron por el almacenamiento subterráneo recordaron el corte de las importaciones por ducto derivadas de la tormenta Uri de febrero de 2022 que afectó, entre otros, la **generación y abasto de energía eléctrica** en varios estados de México.

Los representantes de la industria expresaron un interés conjunto por **5.4 mil millones de pies cúbicos diarios** de gas en almacenamiento. Sin embargo, un tema que **agrega incertidumbre** es la planeación vinculante de proyectos energéticos.

"Desconocemos la planificación vinculante para el gas natural. Desconocemos si tendremos almacenamiento o en qué marco se podría desarrollar. Sin almacenamiento, el riesgo de interrupciones del suministro sigue siendo alto", advirtió **Rosanety Barrios**, experta en el sector energético. Y es que en 2024, México tuvo inventarios de gas natural para menos de **2.4 días**, en contraste con Estados Unidos que alcanzó los **107 días**, refirió NGI.

Por último, para Madero, la discusión sobre la posibilidad de lanzar un proyecto de almacenamiento subterráneo de gas, incluyendo sus objetivos y costos que puedan trasladarse a los consumidores, **continuará en 2026**. *"Pero su construcción, si se aprueba, empezaría en 2027"*, estimó. EAD