

Mexico Energy Chatter

2 de septiembre de 2026

Pemex: un ganso no tan de oro

La presidenta Claudia Sheinbaum usó su segundo *informe* del 1 de septiembre para argumentar que el modelo energético del gobierno está dando resultados, y destacó una menor deuda de Pemex, mayor procesamiento en refinación, nueva capacidad eléctrica, generación renovable en aumento y un papel para la inversión privada mayor del que a veces reconocen los críticos del gobierno.

Sobre Pemex, Sheinbaum dijo que la deuda se ha reducido en USD20,000 millones. La producción de petróleo se ubica en 1.77 millones de barriles diarios (sus cifras) y la de gas natural en cerca de 5,000 millones de pies cúbicos diarios, mientras que el sistema nacional de refinación procesa más de 1.5 millones de barriles diarios. Defendió la refinería Olmeca en Dos Bocas, y argumentó que ayudó a México a sobrellevar el reciente aumento de los precios internacionales de combustibles y la escasez en otras partes. El gobierno también está terminando las coquizadoras de Tula y Salina Cruz, reactivando la producción petroquímica y ampliando la producción de fertilizantes.

En electricidad, Sheinbaum dijo que México sumará 32 GW de capacidad al sistema eléctrico nacional interconectado hacia el final de la administración y elevará las renovables del 24 al 38 por ciento de la generación. Se han completado seis plantas de ciclo combinado con 3 GW de capacidad y se han rehabilitado o modernizado ocho hidroeléctricas. La CFE también inició un programa de inversión de MXN244,000 millones para modernizar y ampliar la transmisión y la distribución.

Afirmó que la inversión privada sigue siendo una parte importante del modelo, aunque dentro de los límites que fija el gobierno. Bajo el marco vigente, la generación pública debe representar el 54 por ciento del sistema y la privada el 46 por ciento. Tras una licitación lanzada en febrero, el gobierno aprobó 38 proyectos que representan 8.025 GW de generación y más de 2.5 GW de almacenamiento, con una inversión esperada de USD10,600 millones. Sheinbaum dijo que vendrán más licitaciones.

En gas natural señaló que el gobierno lanzó un programa de gasoductos de MXN141,000 millones con horizonte a 2030 para abastecer al sureste y a 13 nuevas plantas de ciclo combinado, así como a los polos de desarrollo industrial del gobierno. También se está estudiando si el gas no convencional puede producirse en el país sin poner en riesgo los recursos hídricos, aunque ya se descartó su desarrollo en la cuenca de Tampico-Misantla.

El discurso equivalió, por tanto, a una defensa amplia de la política energética del gobierno. Pemex y la CFE siguen firmemente bajo control estatal, pero se está incorporando capital privado a la generación y el almacenamiento eléctricos, mientras el gobierno gasta fuertemente en redes, gasoductos, refinación e infraestructura de gas.

Dicho todo esto, lo que no abordó es cuánto le ha costado a México esa estabilización, y si Pemex en sí se está convirtiendo en una empresa operativamente mejor, en lugar de una con menos deuda gracias a las inyecciones de capital del gobierno. Un reportaje de Bloomberg del 25 de agosto, titulado “Mexico Bonds Trade Like Junk After \$130 Billion Bailout”, sobre el peso de Pemex en el precio de los bonos soberanos de México, puso el dedo en el problema central. Bloomberg reportó que México, emisor con calificación 'A' hace apenas unos años, hoy está al borde del territorio de bono basura, pagando tasas de interés más altas que vecinos más pequeños y con menor calificación, como Guatemala y Panamá. Bank of America calculó, en un análisis citado por Bloomberg, que los bonos en dólares de México pagan alrededor de 39 puntos base más que países comparables por calificación, lo que implica que cotizan aproximadamente 1.5 escalones por debajo de su calificación crediticia real.

La causa principal, señaló el artículo, es el apoyo gubernamental de USD130,000 millones a Pemex a lo largo de los últimos ocho años, que abarca las administraciones de López Obrador y Sheinbaum. Esa asistencia redujo la deuda de Pemex del 9.3 por ciento del PIB en 2016 al 4 por ciento este año, pero a costa de tensar las finanzas públicas y elevar la deuda del gobierno federal como proporción del PIB. El economista Claudio Loser describió a Pemex como el que antes fuera el ganso de oro de México, pero advirtió que “el pobre ganso está muy enfermo”, con producción por debajo de 1.7 millones de bpd y deuda que supera los USD70,000 millones. Moody's bajó la calificación de México a Baa3, el peldaño más bajo del grado de inversión, en mayo, citando el déficit fiscal, el crecimiento débil y el apoyo continuo a Pemex; S&P había revisado su perspectiva a negativa una semana antes.

La Secretaría de Hacienda respondió al día siguiente. Los swaps de incumplimiento crediticio a cinco años de México han caído de 120 puntos base al inicio de la administración, en octubre de 2024, a 80 puntos base actualmente, bien por debajo del promedio 2012-2024 de alrededor de 120 puntos base. Esto también marca la primera mejora en la calificación crediticia de Pemex en 12 años. La SHCP también señaló la colocación de Pemex en el mercado local en febrero de 2026, por 31,500 millones de pesos, su primera emisión en seis años, con una demanda de 2 veces y una compresión de sobretasa de alrededor de 40 puntos base, más una reducción de casi 27 por ciento en la deuda de Pemex desde su máximo de 2018 y una caída en la participación de la deuda internacional dentro del portafolio federal, del 23.3 por ciento en 2018 al 15.4 por ciento en junio de 2026. La meta oficial sigue siendo que Pemex logre autosuficiencia financiera a partir de 2027. Tres días después, el 28 de agosto, México colocó USD1,774

millones en bonos samurái, con lo que concluyó su programa de emisión externa para 2026.

(Tanto Bloomberg como la Secretaría de Hacienda pueden defender su postura. La caída de los CDS a cinco años de México sugiere que los inversionistas ven una probabilidad menor de un evento de crédito soberano en los próximos cinco años que la que veían en octubre de 2024, y el rescate de Pemex podría explicar por qué han disminuido las probabilidades de un impago de la deuda del gobierno en el corto plazo. Bloomberg y Bank of America hacen un argumento de valor relativo de más largo plazo: que los bonos a diez años de México cotizan con rendimientos más altos de lo que cabría esperar para un soberano con su calificación, incluso frente a países con menor calificación como Guatemala y Panamá, y que las inyecciones de capital a Pemex explican en parte esto. En resumen, México ha reducido las probabilidades de una crisis de deuda federal de corto plazo ligada a Pemex, pero lo ha hecho a costa de deteriorar su situación fiscal de largo plazo).

Mientras tanto, Bloomberg Línea reportó el 1 de septiembre que Pemex lleva cinco días de retraso en publicar sus cifras operativas de julio, el primer retraso de este tipo en al menos una década, tras haber retirado discretamente esa fecha de su calendario de divulgación publicado y dejar visibles únicamente los plazos de agosto y septiembre. Las cifras disponibles más recientes de la empresa, correspondientes a junio, mostraron una producción de crudo y condensados de 1.66 millones de bpd.

El retraso se suma a un patrón más amplio de opacidad en los datos: la Comisión Nacional de Hidrocarburos, disuelta bajo la reforma energética de 2024 y con sus funciones absorbidas por la Secretaría de Energía, antes publicaba datos mensuales de producción por campo, mapas de perforación y cifras de inversión y rentabilidad por empresa, ninguno de los cuales se ha actualizado desde enero de 2025 pese a las promesas de consolidar las estadísticas del sector en una sola plataforma.

Pemex todavía debía a proveedores y contratistas USD21,400 millones a la fecha de su reporte del segundo trimestre, y tanto Moody's como Fitch han señalado que su negocio de refinación pierde dinero, resultado de procesar crudo cada vez más pesado en refinerías diseñadas para crudos más ligeros, incluida la refinería de Dos Bocas, que cuatro años después de su inauguración en 2022 todavía opera a menos de la mitad de su capacidad de diseño.

El panorama de pagos a proveedores añade otra capa de ambigüedad a las cifras que Pemex y el gobierno hacen públicas. La presidenta Sheinbaum dijo el 20 de agosto que alrededor del 95 por ciento de los proveedores de Pemex cuyos pagos se habían retrasado ya habían sido atendidos, aunque reconoció que algunas obligaciones más antiguas, incluidas algunas de 2024, siguen sin resolverse. La declaración no especifica

a qué se refiere ese 95 por ciento —si a proveedores, facturas, cuentas individuales o al valor monetario de las obligaciones vencidas—, lo que hace imposible reproducir la cifra de manera independiente a partir de los datos financieros públicos.

Hay evidencia de que Pemex ha acelerado los pagos a proveedores, apoyado en financiamiento coordinado a través de Banobras, pero quedan saldos considerables pendientes: Pemex reportó un saldo de cuentas por pagar a proveedores de MXN517,000 millones en septiembre de 2025, mientras que Reuters ubicó la cifra de junio de 2026 en USD21,430 millones, aunque ninguna de las dos cifras representa únicamente deuda vencida. La AMESPAC dijo en julio que 49 empresas afiliadas todavía tenían pendientes de cobro MXN27,240 millones correspondientes a 2024, incluidas facturas vencidas y trabajos terminados que aún no se capturan en el sistema COPADE de Pemex. Estas cifras no son necesariamente contradictorias, ya que miden cosas distintas, pero hasta que Pemex publique una conciliación que muestre con precisión qué se debía, qué se ha pagado y qué sigue vencido, la cifra del 95 por ciento se entiende mejor como una afirmación gubernamental que como un indicador financiero auditable.

La conclusión general es que Pemex se ha estabilizado financieramente, pero a un costo considerable para el gobierno federal. Su deuda es menor, el riesgo de refinanciamiento ha caído y el apoyo gubernamental es más explícito. Pero la producción sigue débil, la economía de la refinación sigue siendo pobre, los pasivos con proveedores siguen altos y la divulgación de información se ha deteriorado. Pemex está en una mejor posición financiera que antes, pero sigue siendo una empresa con desafíos operativos, y cada vez más un riesgo crediticio soberano que uno independiente.

Nueva Ley de Inversión Extranjera y energía

La reforma a la ley de inversión extranjera que la presidenta Claudia Sheinbaum envió al Senado el 30 de agosto crea un régimen formal de escrutinio de seguridad nacional para la inversión extranjera, inspirado en términos generales en los sistemas ya vigentes en Estados Unidos y Europa. La legislación cubre explícitamente insumos energéticos, transporte de energía, minería y almacenamiento.

La Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras, CNIE, ha estado tradicionalmente dominada por secretarías económicas y civiles. Bajo la propuesta, Defensa, Marina y Seguridad Pública se convertirían en miembros con voto pleno. El Centro Nacional de Inteligencia, la Unidad de Inteligencia Financiera, el SAT y la Fiscalía General también participarían de forma permanente en las revisiones de seguridad nacional. En otras palabras, las decisiones sobre inversión extranjera en energía ya no las tomarían principalmente los responsables de política económica. El aparato de seguridad e inteligencia de México tendría un papel formal en aprobar o bloquear transacciones.

La revisión obligatoria aplicaría cuando inversionistas extranjeros posean más del 49 por ciento de una empresa mexicana y esa empresa tenga activos por encima de un umbral que la CNIE fijará después. Las transacciones por debajo del umbral de activos podrían presentarse de forma voluntaria. Para los inversionistas en energía, el cambio mayor es procesal. El periodo de revisión subiría de 45 a 60 días hábiles y podría extenderse más. Más importante aún, el silencio de las autoridades pasaría de significar aprobación tácita a significar rechazo tácito. Una transacción que requiera autorización podría, por tanto, permanecer bloqueada hasta que el gobierno la apruebe de forma expresa.

Algunos críticos de la iniciativa la ven como un posible obstáculo nuevo a la inversión en el sector energético mexicano, en particular porque la legislación cubre una gama tan amplia de infraestructura. En las versiones más alarmistas de ese argumento, casi cualquier inversión extranjera grande en generación eléctrica, baterías, gasoductos, infraestructura de gas o terminales podría quedar sujeta a una revisión de seguridad con motivaciones políticas.

Ni siquiera la inversión greenfield queda exenta. A diferencia del sistema CFIUS de Estados Unidos, centrado principalmente en adquisiciones de negocios ya existentes, la propuesta mexicana parece capaz de capturar a un inversionista extranjero que crea una subsidiaria mexicana y luego construye un activo energético desde cero, una vez que la empresa rebase el umbral de activos que eventualmente se fije. Si se interpreta así, la legislación no solo afectaría al M&A. Podría añadir un nuevo proceso de autorización precisamente a la inversión de nueva planta que el gobierno está tratando de impulsar.

Esto importa porque los planes eléctricos de Sheinbaum dependen cada vez más del capital privado. En su informe anual de esta semana destacó 38 proyectos privados aprobados que representan más de 8 GW de generación, más de 2.5 GW de almacenamiento y USD10,600 millones de inversión. El gobierno también planea más licitaciones, mientras la CFE gasta fuertemente en transmisión y distribución y México emprende un programa de gasoductos de MXN141,000 millones.

El gobierno quiere mucha más inversión en generación, almacenamiento e infraestructura de gas, mientras al mismo tiempo da al Estado, incluidas las fuerzas armadas y las agencias de inteligencia, un papel más amplio en revisar, condicionar o retrasar la participación extranjera en esas mismas actividades.

Al final, el impacto dependerá de la implementación. Un umbral de activos alto, criterios claros y aprobaciones razonablemente rápidas podrían dejar a la mayor parte de la inversión energética prácticamente sin afectación. Existen mecanismos de escrutinio similares en mercados desarrollados sin que hayan frenado la inversión transfronteriza. También hay un argumento legítimo de seguridad nacional para revisar el control extranjero de infraestructura genuinamente sensible, sobre todo

dada la preocupación de Estados Unidos por la inversión china en las cadenas de suministro norteamericanas de cara a la revisión del T-MEC.

El riesgo no es que la ley cierre la energía mexicana al capital extranjero, sino que introduzca otra capa de discrecionalidad en un entorno de inversión ya complicado. Cambiar el silencio de aprobación a rechazo es particularmente relevante en un sector donde los retrasos en permisos históricamente han pesado casi tanto como las restricciones formales. Pero, como demostró AMLO, el gobierno ya cuenta con muchas formas de bloquear la inversión energética que no desea, así que el impacto práctico quizá no sea tan relevante. La nueva ley dará al gobierno mayor cobertura legal para hacer lo que quiera, ya sea alentar o desalentar la inversión extranjera en energía.

El impulso de la CFE al capital privado

Mientras los contratos mixtos de Pemex con inversionistas privados han ganado poca tracción hasta ahora, a la CFE le ha ido mejor, presumiendo un número creciente de acuerdos con desarrolladores privados de renovables en conferencias con el sector privado, como se ha cubierto en ediciones anteriores. Esos contratos permiten a los socios privados una participación de hasta el 46 por ciento, les exigen otorgar garantías sustanciales y financiar el gasto de capital, y a cambio les otorgan prioridad económica para que las utilidades del proyecto se destinen a cumplir tasas internas de retorno fijadas contractualmente bajo contratos de suministro eléctrico a 25 años. La CFE no ha divulgado los precios de compra, aunque fuentes de mercado dicen que superarán los observados en las subastas orientadas al mercado de la era de Enrique Peña Nieto. "La energía más cara es la que no tienes" es como quienes todavía invierten en las limitadas oportunidades disponibles suelen justificar quedarse, en lugar de esperar a que el gobierno cambie su postura de control estatal y centralización.

Esa dependencia del capital privado ahora queda detallada. El primer Programa de Desarrollo independiente de la CFE, publicado esta semana y separado del PRODESEN y el PLADESE del gobierno, plantea 740,000 millones de pesos (aproximadamente USD37,000 millones) en inversión acumulada hacia 2030, en generación, transmisión, distribución y gasoductos. La CFE quiere que el 54 por ciento de eso se financie fuera de su balance mediante contratos mixtos, participación privada en plantas de ciclo combinado, fideicomisos, esquemas de Productor de Largo Plazo y gasoductos privados, una estructura pensada para evitar la carga de deuda que ha pesado sobre Pemex. Las inversiones mixtas por sí solas suman USD16,700 millones y apuntan a cerca de 13.8 GW de nueva capacidad; la ventana de registro para los proyectos estratégicos de generación y almacenamiento bajo ese esquema cierra el 2 de septiembre, en dos días. El 46 por ciento restante, USD17,400 millones, se financiaría

dentro de balance, principalmente mediante USD7,500 millones en deuda nueva y alrededor de USD2,500 millones captados a través de la Fibra E de la CFE, junto con 132,000 millones de pesos destinados a 7,545 km de nuevas líneas de transmisión.

La brecha de inversión que el plan busca cerrar es considerable. Al cierre de 2025, la CFE controlaba el 51 por ciento de la capacidad instalada en la red nacional, pero generaba solo el 42.7 por ciento de la electricidad, atendía a 49.8 millones de clientes y operaba más de 111,000 km de líneas de transmisión, frente a una demanda que ya alcanzó este mes un récord por encima de 54 GW. El Programa proyecta que la participación de la CFE en generación pase del 43 al 53 por ciento hacia 2030; incluyendo las plantas adquiridas a Iberdrola vía FONADIN en 2024, la participación del Estado llegaría al 62 por ciento, superando con margen el mínimo de "prevalencia" del 54 por ciento establecido en la Ley del Sector Eléctrico de marzo de 2025.

La propia Fibra E está atrayendo exactamente el tipo de capital extranjero que el gobierno busca. La IFC, parte del Grupo del Banco Mundial, está evaluando una inversión ancla de hasta USD80 millones en la oferta pública global de certificados fiduciarios que planea la Fibra E, sumada a los USD75 millones que comprometió en el bono inaugural de la Fibra E en septiembre de 2025.

Sigue el dinero (del combustible)

La Secretaría de Hacienda de México (SHCP), a través de su Unidad de Inteligencia Financiera (UIF), y Pemex firmaron un convenio de colaboración para fortalecer la lucha contra el huachicol y los delitos financieros asociados. El convenio busca formalizar el intercambio de información financiera e inteligencia entre las tres instituciones para detectar redes de huachicol, lavado de dinero y evasión fiscal ligados al robo de combustible.

Bajo el acuerdo, Pemex proporcionará a la UIF información financiera, contable, legal, administrativa y económica para ayudar a la autoridad a identificar patrones de lavado de dinero e irregularidades vinculadas a la venta ilegal de gasolina y diésel. A cambio, la UIF proporcionará a Pemex productos de inteligencia estratégica para fortalecer la propia evaluación de riesgos, la supervisión contable y los mecanismos de prevención de fraude de la empresa. El acuerdo también incluye programas conjuntos de capacitación enfocados en análisis operativo y estratégico, y formaliza la continuidad del trabajo que ya se realiza a través del Grupo de Trabajo Interinstitucional contra el Mercado Ilícito de Combustibles, que combina inteligencia financiera y operativa para detectar redes, identificar sus estructuras financieras y ayudar a dismantelar las

cadenas logísticas y comerciales que las sostienen. La oficina de la Secretaría de Energía también participó junto con la SHCP y Pemex en el comunicado conjunto.

El acuerdo llega en un contexto de pérdidas crecientes y casos de aplicación de la ley en escalada. Pemex reportó pérdidas acumuladas de MXN12,990 millones por robo de combustible en el primer semestre de 2026, según su reporte financiero del segundo trimestre, lo que representa el 46.4 por ciento de las pérdidas totales de la empresa en ese periodo. Entre las acciones recientes de aplicación de la ley están la detención del exgobernador de Baja California Ernesto Ruffo Appel y el desmantelamiento de lo que se ha descrito como la mayor red de contrabando detectada hasta la fecha, con 2,137 millones de litros, así como el desmantelamiento de una refinería clandestina en Reynosa, con 3.8 millones de litros asegurados en julio.

La pregunta abierta es si el acuerdo se traduce en capacidad operativa real para detectar y desmantelar redes de contrabando, o si sigue siendo, en gran medida, un marco institucional sobre el papel, dado que ya ha existido coordinación interinstitucional similar durante algún tiempo.

El aprieto del diésel en México

La producción de diésel de Pemex ha caído a su nivel más bajo desde septiembre de 2025, justo cuando la demanda interna de diésel sigue subiendo impulsada por el transporte de carga, la construcción y la agricultura. En una columna en Milenio, el experto en energía Ramsés Pech argumenta que México es el país más expuesto a la crisis mundial del diésel, y llama a la escasez que se aproxima no un riesgo abstracto sino una ola que ya se está formando en el Atlántico y dirigiéndose hacia México. Su argumento se centra en una reacción en cadena: tras perder cerca de una quinta parte de su suministro de diésel del Golfo, Europa ha recurrido al producto estadounidense, pagando más y empujando a los compradores latinoamericanos hacia el final de la fila, con México como el país más expuesto de la región a ese desplazamiento.

La exposición es estructural. México importa siete de cada diez litros del diésel que consume, casi todo desde la Costa del Golfo de Estados Unidos, frente a una capacidad de refinación que no alcanza a cubrir la demanda interna. Alrededor del 55 por ciento de la carga nacional se mueve por carretera, un sector que opera enteramente con diésel y sin sustituto de corto plazo, lo que significa que un choque en el diésel repercute por igual en alimentos, manufactura, logística, comercio electrónico, pesca y agricultura. Pech también señala una dimensión fiscal: al 22 de agosto, el precio promedio nacional del diésel se ubicaba en 26.98 pesos por litro, con la Secretaría de Hacienda absorbiendo 6.08 pesos de eso mediante el estímulo fiscal del IEPS a combustibles, lo

que deja apenas 1.28 pesos de margen antes de que el subsidio pase de ser un beneficio fiscal a un desembolso directo de efectivo, aproximadamente en cuanto los costos superen los 28.26 pesos por litro. Pemex por sí solo representa el 78.2 por ciento de las importaciones de combustible de México, lo que concentra el riesgo en un solo canal de compra, mientras que la meta de 320,000 bpd de la refinería Olmeca depende de operar sin paros no planeados. Pech sitúa la exposición de México frente a Etiopía, Sudáfrica, Ghana y Kenia, que buscan volúmenes de emergencia; la refinería Dangote de Nigeria, solo parcialmente capaz de llenar el vacío dado su compromiso del 75 por ciento con el mercado interno; y Australia, que enfrenta un posible racionamiento con reservas de diésel para 33 días. Ve octubre y noviembre como los meses decisivos, cuando la demanda estacional choca con inventarios estadounidenses en su nivel más bajo desde 1996 y México compite directamente con Europa por los mismos barriles.

Un reportaje de Bloomberg del 26 de agosto corrobora la inversión de flujos ya en marcha: Europa recurrió al suministro mexicano de diésel por primera vez en siete años, conforme la guerra de Irán y una interrupción de los cargamentos rusos trastocaron los flujos comerciales históricos. Pemex envió casi 300,000 barriles de diésel ultra bajo en azufre a España este mes, según datos de Kpler citados por Bloomberg, tras cargamentos previos a Francia e Italia. Eso no significa que México se haya vuelto autosuficiente en diésel; más bien, los precios europeos han subido lo suficiente para justificar enviar producto mexicano en el sentido "equivocado" a través del Atlántico.

Para México, el riesgo corre en ambos sentidos: el diésel que podría aliviar el déficit interno se ve en cambio atraído hacia compradores europeos que pagan más, mientras que cualquier diésel que México todavía necesite importar costará más, dada la misma estrechez global que empuja los precios al alza en todas partes a la vez.

Actualización de la regulación ambiental

El gobierno de la presidenta Sheinbaum ha propuesto una nueva ley ambiental que podría alterar las reglas que rigen el desarrollo energético y de infraestructura. El Ejecutivo Federal presentó la iniciativa el 26 de agosto, la cual sustituiría a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), vigente desde 1988. Sheinbaum firmó la iniciativa junto con la secretaria de Medio Ambiente, Alicia Bárcena, para su envío a la Cámara de Diputados, y la describió como un fortalecimiento de la capacidad del Estado mexicano para proteger, conservar y restaurar el ambiente y los recursos naturales.

La SEMARNAT ha planteado la iniciativa como una modernización de la gobernanza ambiental para atender mejor los retos actuales, entre ellos el cambio climático, la

pérdida de biodiversidad, la contaminación y la creciente presión sobre los recursos naturales. La propuesta se organiza en torno a diez principios rectores, entre ellos la prevención sobre la remediación, la restauración de ecosistemas basada en conocimiento científico, la gestión territorial con participación social y un giro hacia enfoques de economía circular. Los funcionarios también han señalado la alineación con los principios del Acuerdo de Escazú sobre acceso a la información, participación pública y justicia ambiental, y han dicho que el objetivo es dar mayor certeza jurídica tanto a las comunidades como a los inversionistas.

Para los desarrolladores de energía e infraestructura, destacan tres áreas como las más relevantes. Las evaluaciones de impacto ambiental, que ya aplican a infraestructura eléctrica, proyectos de generación e instalaciones relacionadas con hidrocarburos según la jurisdicción federal de cada proyecto, están por sufrir una revisión a fondo que enfatiza la prevención sobre la remediación posterior, e incorporará formalmente la Evaluación Ambiental Estratégica junto con mecanismos reforzados de inspección, investigación y sanciones. La reforma también incorpora el principio precautorio y el *in dubio pro natura*, y exige que se consideren los efectos acumulativos, sinérgicos y residuales de los proyectos, un cambio potencialmente significativo para desarrolladores acostumbrados a evaluar proyectos de forma aislada. Los permisos de uso de suelo también podrían verse afectados, aunque ninguna de las dos fuentes ha detallado todavía la mecánica específica. Se espera también que la consulta pública tenga un peso formal más explícito en las decisiones sobre proyectos, y Bárcena señaló que los proyectos revisados por la SEMARNAT se publican en la Gaceta Ecológica junto con los mecanismos de consulta ya existentes. Estas mismas tres áreas —evaluación de impacto ambiental, permisos de uso de suelo y mecanismos de consulta comunitaria— ya han detenido proyectos, incluidas las plantas solares Ticul A y B en Yucatán. La iniciativa además amplía la regulación del cambio climático, la biodiversidad, la economía circular, el riesgo ambiental, la protección de polinizadores y la protección a personas defensoras del ambiente, e introduce nuevas herramientas de conservación, mecanismos de compensación ambiental e instrumentos de financiamiento, junto con un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.

La SEMARNAT persigue en paralelo una agenda de simplificación que va en sentido contrario a la narrativa de mayor rigor: ya ha anunciado planes para reducir los trámites de permisos ambientales y forestales de diez a siete, y los requisitos por trámite de doce a cuatro, argumentando que esto agilizará los proyectos prioritarios aun cuando las obligaciones de fondo aumenten en otros frentes. El efecto neto es genuinamente incierto hasta que se conozcan el texto legislativo completo y su trámite en el Congreso.

Lo que está en juego es real para los dos impulsos de inversión actuales del sector. Los desarrolladores que participan en la licitación de 37 proyectos de la CFE y las empresas que evalúan los contratos mixtos de Pemex enfrentan este marco ambiental cambiante

como un riesgo material que se suma a la exposición regulatoria y de contraparte ya existente, justo cuando ambas empresas estatales intentan acelerar la coinversión privada.

La asociación Pemex-Petrobras hace una pausa

La presidenta Sheinbaum dijo el 26 de agosto que formalizar un nuevo acuerdo conjunto Pemex-Petrobras sobre exploración en aguas profundas del Golfo de México tendrá que esperar hasta después de las elecciones presidenciales de Brasil en octubre.

Las dos empresas firmaron el 23 de junio un memorando de entendimiento no vinculante que establece un marco de cooperación renovable a dos años en exploración y producción y procesos industriales, incluida la exploración en el Golfo de México, el impulso a la producción en campos maduros, y la colaboración en refinación, petroquímica, fertilizantes, procesamiento de gas y recuperación de líquidos, junto con captura de carbono y combustibles de menor huella de carbono. El memorando no conlleva compromiso de inversión vinculante ni crea una coinversión, de modo que cualquier proyecto concreto en aguas profundas todavía requeriría negociación separada y aprobación interna en ambas partes.

Pemex y Petrobras buscan emprender un esfuerzo de alto riesgo para liberar crudo de rocas del presal debajo del Golfo de México que tienen hasta 160 millones de años de antigüedad, aproximadamente ocho veces más antiguas que las formaciones que actualmente producen en el lado estadounidense del Golfo, según reportes recientes de Bloomberg. El objetivo es un cúmulo geológico frente a Campeche que Pemex perforó sin éxito en 2018, penetrando más de 7,800 metros bajo el lecho marino; el pozo se declaró improductivo, pero los geólogos dicen que los datos recabados todavía podrían aportar pistas, y el hecho de que Pemex siguiera explorando después sugiere que nada descartó por completo la formación. Petrobras aporta la ventaja técnica: sus descubrimientos en el presal frente a Río de Janeiro desde 2006 transformaron a Brasil en una potencia energética regional, y solo el campo de Tupi ha producido 4,000 millones de barriles desde 2010, un valor estimado en USD300,000 millones.

El panorama electoral es incierto para Lula, aunque todavía mantiene ventaja sobre su principal rival, Flávio Bolsonaro, senador de derecha e hijo del expresidente encarcelado Jair Bolsonaro. Una encuesta de AtlasIntel/Bloomberg publicada el 31 de agosto ubicó a Lula por delante del senador Flávio Bolsonaro 47.1 por ciento contra 42.6 por ciento en una posible segunda vuelta, por debajo de la ventaja de 49.2 por ciento contra 42.9 por ciento en una encuesta de julio. En un escenario de primera vuelta, Lula lideraba con 43.4 por ciento, contra 33.7 por ciento de Bolsonaro, también más estrecho que el 44.9

por ciento contra 35.8 por ciento de la encuesta anterior para primera vuelta. Ningún candidato está actualmente por encima del umbral del 50 por ciento necesario para evitar una segunda vuelta en octubre.

Una contienda que se estrecha eleva la presión sobre el ritmo al que avanza la asociación conjunta Pemex-Petrobras, dado que una victoria de Bolsonaro podría volver permanente la pausa.

Chatter Box

Mayakán redobla la apuesta por el Sureste. Energía Mayakán avanza con una expansión de aproximadamente USD 2,000 millones de su red de gasoductos en Chiapas, Tabasco, Campeche y Yucatán, con el gobierno de Yucatán reportando alrededor de 700 km de infraestructura y un avance general del 65% al 28 de agosto. La Fase II ya está en operación, mientras que la tercera y última fase está prevista para el primer semestre de 2027. El proyecto incluye tres nuevas estaciones de compresión y tres de medición, y fuentes del sector que citan a ENGIE ubican la capacidad de transporte final en alrededor de 567 MMcf/d, más del doble de los aproximadamente 250 MMcf/d previos. El sistema ampliado se apoyará en el corredor que trae gas de Texas hacia el Sureste a través de Puerta al Sureste/Southeast Gateway.

Para la Península de Yucatán, esta es una de las piezas de infraestructura más relevantes actualmente en construcción, ya que atiende un cuello de botella de gas de larga data mientras respalda nueva generación de la CFE y demanda industrial. El principal reto de Mayakán, por tanto, ya no es si la expansión ocurrirá, sino si su fase final, los derechos de vía, la infraestructura de compresión y la integración con Puerta al Sureste se completan a tiempo.

Los MXN 18,000 millones de la CFE son una asignación, no un bono nuevo. La CFE dice haber asignado MXN 18,140 millones de financiamiento temático a 87 programas, proyectos y acciones, de los cuales 83 son ambientales y cuatro sociales. El portafolio incluye iniciativas de transmisión, distribución, eficiencia energética y electrificación, a las que la CFE atribuye unos 30,330 GWh de generación renovable, 13.6 millones de toneladas de emisiones de CO₂ evitadas o reducidas y 2.6 millones de medidores digitales. La distinción importante es que la CFE no levantó esta semana MXN 18,000 millones nuevos: reportó cómo se han asignado recursos de financiamiento temático ya obtenidos previamente. Sustainable Fitch encontró que el marco de la CFE está alineado con los principios de la ICMA, lo que aporta una validación externa de la estructura de financiamiento, aunque no una auditoría proyecto por proyecto de cada resultado ambiental declarado.

A Olinia ya le pusieron caja de carga. Ahora necesita una fábrica. El proyecto estatal mexicano de vehículos eléctricos Olinia presentó Olinia Carga, su segundo modelo, diseñado para reparto urbano con capacidad de alrededor de 650 kg, espacio para dos personas y más de 120 km de autonomía anunciada. El gobierno busca un precio al público de aproximadamente MXN 150,000 y un lanzamiento comercial hacia finales de 2027, con una convocatoria para socios industriales prevista para septiembre. Pero ese precio sigue siendo una meta y no un costo de producción demostrado: el dinero público ha financiado la investigación y desarrollo y el desarrollo de prototipos, mientras que la manufactura requerirá previsiblemente alrededor de USD 200 millones de capital privado en los primeros cuatro años. Lo difícil ahora es la industrialización: encontrar socios, proveedores y financiamiento, resolver la propiedad de la propiedad intelectual y demostrar que el vehículo realmente puede producirse a escala al precio prometido.

Antes de encontrar gas nuevo, Pemex podría perder menos del que ya tiene. El desempeño de Pemex en aprovechamiento de gas se deterioró de forma marcada durante el segundo trimestre, con una tasa de aprovechamiento de 88.3% en el segundo trimestre de 2026 y alrededor de 778 MMcf/d de gas no aprovechado, casi el doble de los 391 MMcf/d reportados un año antes. Eso deja a Pemex aproximadamente 9.7 puntos porcentuales por debajo del punto de referencia de 98 por ciento de aprovechamiento usado históricamente en la regulación mexicana, mientras que México y Pemex también están comprometidos con la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030.

El momento resulta incómodo, ya que México debate desarrollar gas no convencional mediante fracking en parte para reducir la dependencia de las importaciones estadounidenses. No toda la brecha del 11.7 por ciento es necesariamente gas literalmente quemado —puede incluir quema, venteo, nitrógeno y otras categorías operativas—, pero el deterioro apunta a una fuente evidente de suministro doméstico adicional: mejor recolección, compresión y procesamiento del gas que Pemex ya produce. Es posible que en algún momento se necesiten pozos nuevos, pero recuperar más gas de la producción existente debería ser parte de la ecuación.

Energía a partir de residuos, aunque no en México. Un proyecto de procesamiento de residuos de EUR140 millones inició construcción en Ixtapaluca, Estado de México, con capacidad anunciada para procesar alrededor de 1,200 toneladas de residuos al día y crear cerca de 200 empleos directos. El proyecto se lanzó con fanfarria política local, impulsado por José Alberto Couttolenc, dirigente del PVEM en el Estado de México, como un logro insignia de la secretaría de medio ambiente estatal bajo la gobernadora Delfina Gómez, con funcionarios federales de la SEMARNAT también presentes, aunque la iniciativa en sí sigue siendo un proyecto de nivel estatal y no una medida de política energética federal.

Se le ha descrito ampliamente como convertir basura en energía, pero la instalación en sí no está planeada actualmente como una planta de generación eléctrica: los residuos seleccionados se procesarán en su lugar como pellets duros, o combustible derivado de residuos, y Alemania fue anunciada como el destino principal para su eventual uso industrial. El proyecto podría todavía desviar residuos del relleno sanitario y recuperar valor calorífico, pero no es una planta local de energía a partir de residuos; su caso ambiental dependerá, en última instancia, de qué se recicle previamente, qué contengan los pellets y las emisiones asociadas al procesamiento, el envío y la combustión eventual.

El techo de MXN 24 a la gasolina sigue vivo. El gobierno de México y representantes de la industria de venta de combustibles renovaron formalmente el 31 de agosto el acuerdo de estabilización de precios de gasolina por otros seis meses, buscando mantener la gasolina regular en o por debajo de aproximadamente MXN 24 por litro y el diésel por debajo de MXN 27. La distinción legal importa: Sheinbaum lo describe como un acuerdo voluntario, y no como un tope de precio obligatorio a nivel nacional, lo que significa que una gasolinera que venda por encima de esos niveles no está automáticamente violando un precio máximo legal por el simple hecho de hacerlo. Su sostenibilidad dependerá, en cambio, de los precios del crudo y de los combustibles refinados, del peso, de los márgenes de los expendedores y de Pemex, y del apoyo semanal del IEPS. Como en renovaciones anteriores, la verdadera prueba llegará cuando los precios internacionales de los combustibles suban con fuerza.

Los biocombustibles por fin tienen el papeleo. Más de un año después de que México promulgara su nueva Ley de Biocombustibles, la SENER publicó los formatos que necesitan las empresas para presentar solicitudes de permiso de producción, importación, exportación, almacenamiento, transporte, comercialización, distribución y venta al público de productos que incluyen biogás, biometano, biocombustible de aviación, bioetanol y biodiésel. La publicación del 31 de agosto cierra un vacío administrativo importante entre tener una ley y realmente poder solicitar permisos bajo ella, pero no resuelve todos los obstáculos técnicos: el etanol sigue dependiendo de las reglas aplicables de calidad de combustibles y de mezclado, los proyectos de biometano necesitan normas para su inyección a las redes de gas, y los biocombustibles de aviación requieren certificación de calidad y aeronáutica por separado. Al 1 de septiembre tampoco había evidencia pública de que ya se hubieran otorgado permisos bajo los nuevos formatos. El mercado mexicano de biocombustibles ya está abierto a solicitudes; todavía no es un mercado en operación a escala.