

Mexico Energy Chatter

16 de septiembre de 2026

A Pemex (más o menos) le cortan el suministro

El Paquete Económico 2027 del gobierno, que todavía debe pasar por el Congreso, reduce el apoyo financiero a Pemex en casi 70 por ciento, de USD 16,000 millones en 2026 a USD 4,800 millones destinados al pago de deuda; esto permite a la administración acercarse, al menos, a la promesa de desconectar a la petrolera de las arcas gubernamentales en 2027.

El presupuesto total propuesto para Pemex en 2027 asciende a 527,121.9 millones de pesos (USD 29,400 millones al tipo de cambio de planeación presupuestal de 2027), un incremento nominal de alrededor de 1.9 por ciento respecto a la asignación de Pemex en 2026, de 517,362.1 millones de pesos, lo que se convierte en una caída de 1.3 por ciento en términos reales una vez descontada la inflación. El presupuesto de infraestructura de Pemex se cuadruplicará casi por completo, hasta cerca de 236,000 millones de pesos, según Bloomberg.

En la presentación presupuestal del año pasado, la presidenta Claudia Sheinbaum afirmó que Pemex no necesitaría apoyo de Hacienda en 2027. Un año después, matizó considerablemente ese planteamiento, al decir esta semana a la prensa que "dijimos que para 2027 el apoyo a Pemex ya sería muy pequeño".

El secretario de Hacienda, Édgar Amador Zamora, mantuvo un tono igualmente optimista al señalar en una conferencia de prensa que la reducción de esta línea de apoyo demuestra que Pemex va por el camino correcto hacia la autosuficiencia financiera y operativa, aunque se negó a dar a los reporteros una fecha precisa para cuando la empresa deje de necesitar apoyo gubernamental por completo.

Bajo el paquete 2027, el gobierno proyecta un superávit financiero para Pemex de 95,100 millones de pesos, pero esa cifra depende casi por completo de la propia transferencia federal. Si se elimina el apoyo gubernamental, el superávit proyectado se desploma a alrededor de 14,000 millones de pesos. El apoyo del próximo año también es condicional: Pemex debe reportar una mejora equivalente en su propio balance financiero para recibirlo. El presupuesto de la SHCP también fija un techo de gasto en servicios personales para Pemex de 118,600 millones de pesos. Como comparación, el superávit proyectado de la CFE para 2027 es de 25,049.3 millones de pesos, con un techo de gasto en servicios personales de 94,000 millones de pesos y una transferencia federal de 90,400 millones de pesos, la cual, según la SHCP, se mantendrá sin cambios en términos reales respecto al monto aprobado en 2026, a diferencia de la de Pemex.

Analistas de BBVA, al escribir sobre la propuesta presupuestal, argumentaron que la dependencia de fondo no desaparecerá sin un cambio estructural más profundo que permita la inversión privada en exploración y extracción de crudo y reduzca la actividad de refinación.

El analista energético Ramsés Pech fue aún más contundente, al declarar a El País que Pemex sigue siendo estructuralmente dependiente de las transferencias federales para atender su deuda, incluso mientras sus propios ingresos caen: la producción no mejora, y la empresa carga con pasivos y costos estructurales que sus operaciones no pueden cubrir por sí solas. Sin el apoyo gubernamental, señaló, el superávit proyectado para 2027 prácticamente desaparece.

La producción sigue corriendo muy por debajo de la meta: la producción de Pemex se ubica actualmente en alrededor de 1.6 millones de barriles diarios, frente a una meta de fin de sexenio de 1.8 millones de barriles diarios. La proyección presupuestal de Bloomberg ubica la producción en ese nivel de 1.8 millones el próximo año, cerca de 6 por ciento por encima de la producción actual de crudo y condensados.

Los vencimientos de deuda de Pemex volverán a subir hacia 2028, con otro muro de vencimientos importantes en 2030, aunque Hacienda logró sortear los vencimientos más duros de este año mediante una operación de recompra por USD 10,000 millones, además de las inyecciones de capital por USD 14,000 millones del año pasado para cubrir las deudas de 2026. Nada en las cifras de la empresa ni en su estrategia para atraer inversión mediante contratos mixtos sugiere que tendrá capacidad para cubrir los vencimientos de 2028 y 2030 sin asistencia gubernamental. Pemex tiene alrededor de USD 5,000 millones en pagos de deuda por vencer en 2027, según su más reciente presentación de resultados. La Ley de Ingresos 2027 fija los techos de endeudamiento de Pemex en 160,600 millones de pesos internos y USD 5,200 millones externos, y el Artículo 2 de la ILIF 2027 permite al Gobierno Federal realizar operaciones de canje y refinanciamiento de deuda en representación de Pemex y la CFE dentro del techo de endeudamiento general del sector público, sin que esto se contabilice como deuda adicional del gobierno federal en 2027 (en la práctica, el mecanismo en el que se apoya la SHCP para gestionar los próximos muros de vencimientos).

El interés en empresas conjuntas con Pemex sigue siendo limitado: aparte de la brasileña Petrobras, pocas petroleras importantes han mostrado interés, aunque funcionarios de Hacienda señalaron esta semana que la empresa ya formalizó acuerdos con socios privados en nueve proyectos.

Como se abordó en la edición anterior de este boletín, el problema financiero de Pemex pesa sobre todo el panorama de la capacidad de pago del Estado mexicano, y nuevos paquetes de apoyo multimillonarios para la empresa solo añaden presión a la visión de

las calificadoras sobre la nota soberana. La administración de Sheinbaum ha autorizado más de USD 50,000 millones en apoyo a Pemex durante sus dos años de gobierno, además de los aproximadamente USD 80,000 millones otorgados bajo la administración anterior. Pese a ello, funcionarios señalaron el mes pasado que el apoyo estatal ayudó a reducir la deuda de Pemex a 4 por ciento del PIB, desde un máximo de más de 9 por ciento en 2016.

Incluso con la transferencia reducida a Pemex, el presupuesto 2027 sigue proyectando un déficit fiscal de 3.9 por ciento del PIB, menor al 4.1 por ciento esperado para este año, conforme aumenta el gasto en programas sociales e infraestructura.

Un horizonte más largo, un papel más pequeño para el Estado: el Plan de Desarrollo del Sector Hidrocarburos de SENER a 2039

La Secretaría de Energía (SENER) publicó su Plan de Desarrollo del Sector Hidrocarburos 2025-2039 ("PLADESHi") en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 7 de septiembre, con la meta de mantener la producción de hidrocarburos líquidos en 1.8 millones de barriles diarios (bpd) a partir de 2026 y sostener ese nivel durante 15 años, hasta 2039. Es el primer plan de este tipo emitido bajo el marco legal creado por la reforma energética de 2025, específicamente la Ley de Planeación y Transición Energética y la Ley del Sector Hidrocarburos, ambas publicadas el 18 de marzo de 2025, y SENER lo desarrolló junto con Pemex, CENAGAS y la Comisión Nacional de Energía. A diferencia de documentos de planeación sectorial anteriores, el PLADESHi es vinculante: SENER, la CNE y los reguladores del sector, incluida la ASEA, deben tomar en cuenta sus metas al otorgar permisos, autorizaciones y aprobaciones de inversión en exploración, extracción, transporte, almacenamiento, refinación y petroquímica; Pemex debe alinear su propio plan estratégico a él, y los operadores privados también están sujetos a sus disposiciones.

La cifra de 1.8 millones de bpd no es nueva en sí misma, pero el plan rompe con el enfoque de la administración anterior en dos aspectos. El primero es a quién pertenece ahora la meta: por primera vez, el objetivo nacional de producción incorpora explícitamente la producción proveniente de contratos existentes, asociaciones y desarrollos mixtos con operadores privados, en lugar de recaer exclusivamente en Pemex. El segundo es el horizonte de planeación, que se extiende de 2030 a 2039, convirtiendo lo que era una meta sexenal en un compromiso de 15 años con revisiones anuales obligatorias.

Al cierre de julio de 2026, la producción combinada de hidrocarburos líquidos de Pemex y sus socios promedió alrededor de 1.6 millones de bpd, en gran medida estable desde

2025, dejando una brecha de aproximadamente 200,000 bpd frente a la meta del plan. Especialistas citados por Petróleo y Energía consideran que esa brecha es difícil de cerrar únicamente con proyectos operados por Pemex. El propio texto del PLADESHi cuantifica el papel esperado del sector privado: se proyecta que los desarrollos mixtos y los contratos con terceros aporten hasta 10 por ciento de la producción total hacia la meta de 1.8 millones de bpd.

El PLADESHi proyecta incorporar 7,292 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) en reservas entre 2026 y 2039 (el horizonte general del plan de 15 años abarca 2025-2039, pero el escenario de incorporación de reservas en sí se calcula a partir de 2026). La tabla año por año del plan muestra este patrón concentrado al inicio y luego decreciente: 274 mmbpce en 2026, con un máximo de 822 mmbpce en 2029, para luego descender de manera constante hasta 87 mmbpce en 2039.

Vale la pena aclarar que se trata de reservas 3P (posibles), que conllevan al menos una probabilidad de 10 por ciento de extracción bajo las condiciones técnicas y comerciales actuales, frente a 90 por ciento para las reservas probadas y 50 por ciento para las probables. La cifra de 7,292 mmbpce no debe leerse como algo cercano a una garantía de producción.

Los desarrollos en aguas profundas toman una participación creciente en esa incorporación de reservas conforme avanza el plan. Las áreas terrestres representan hasta 20 por ciento de las reservas incorporadas en promedio entre 2026 y 2030, con aguas someras representando hasta 46 por ciento de la incorporación de 2026 específicamente; la participación de aguas profundas aumenta después entre 2031 y 2036, llegando hasta 90 por ciento de la incorporación 3P para 2036; de 2037 a 2039, las aguas someras vuelven a ser la fuente principal. La exploración que sustenta todo esto incluye planes para adquirir más de 38,000 km² de datos sísmicos 3D entre 2025 y 2032, enfocados inicialmente en las provincias de Cuencas del Sureste y Veracruz y dirigidos principalmente a áreas terrestres, junto con la evaluación continua de yacimientos en aguas profundas y estructuralmente complejos.

El escenario de gas del plan busca mantener la producción "cerca de" 5,000 MMpcd hasta 2030, y sostener esa misma meta hasta 2039, aunque espera explícitamente superarla en el camino, alcanzando 5,362 MMpcd en 2035 y un máximo de 6,658 MMpcd en 2038, antes de (implícitamente) volver a acercarse a la línea base de 5,000 MMpcd hacia 2039. Al igual que con la meta de líquidos, este escenario incorpora todos los proyectos de exploración y extracción, contratos firmados y desarrollos mixtos, sujetos a límites técnicos y regulatorios. Se espera que los proyectos de desarrollo mixto y con terceros aporten hasta 446 MMpcd de gas para 2031, de los cuales el campo en aguas profundas Lakach por sí solo representa 200 MMpcd. El plan designa a Zama (aguas someras, 2027-2045) y Trión (aguas profundas, 2028-2035) como sus proyectos

estratégicos insignia, con un portafolio general de desarrollo mixto de 21 proyectos, de los cuales 7 fueron adjudicados y 7 aprobados al 31 de diciembre de 2024, con el resto en preparación.

El PLADESHi plantea un aumento sustancial en la refinación: el procesamiento de crudo en todo el Sistema Nacional de Refinación (siete refinerías convencionales más la refinería Olmeca) subirá 34 por ciento, de 1,041 Mbd en 2025 a 1,392 Mbd en 2028. La producción de destilados (gasolina, diésel, turbosina) sube de 680 Mbd a 1,129 Mbd; en petroquímica, de los ocho complejos petroquímicos de Pemex solo cuatro están actualmente activos, y el plan PLADESHi incluye rehabilitar específicamente los complejos de Morelos y La Cangrejera, elevando la producción de derivados de etileno de 176,000 toneladas anuales en 2025 a 1,029,000 toneladas a partir de 2030.

El PLADESHi también establece los compromisos climáticos de Pemex: emisiones netas cero en los Alcances 1 y 2 para 2050, con metas intermedias a 2030, frente a los niveles de 2021, de una reducción de 61 por ciento en las emisiones de exploración y extracción, 60 por ciento en el procesamiento de gas y 40 por ciento en refinación. En materia de transición, el plan busca que el combustible sustentable de aviación (SAF) alcance 5 por ciento del consumo nacional de combustible de aviación para 2030, junto con el desarrollo de hidrógeno verde, instalaciones solares en las instalaciones de Pemex e infraestructura de electromovilidad.

El propio presupuesto de SENER para 2027 cae casi 68 por ciento respecto a 2026, impulsado por la misma reducción en la transferencia federal para amortización de deuda de Pemex. El resultado: SENER publicó una meta nacional de producción vinculante a 15 años que se apoya más que nunca en capital privado, en la misma semana en que su propio presupuesto, y el apoyo federal a Pemex dentro de él, se recortó en aproximadamente dos terceras partes.

La CFE vuelve al mercado local de deuda con su colocación más grande de la historia

La CFE volvió al mercado local de deuda el 3 de septiembre con una colocación de 20,000 millones de pesos (aproximadamente USD 1,170 millones) en Certificados Bursátiles (CEBURES), el mayor monto que la empresa ha colocado jamás y la mayor demanda que ha registrado. La demanda alcanzó 43,974 millones de pesos, 2.2 veces el monto emitido, con la participación de Afores, bancos, aseguradoras, fondos de inversión, organismos públicos federales y bancos de desarrollo, estas dos últimas categorías confirmadas en el propio comunicado de la CFE sobre la colocación.

La emisión se estructuró en tres tramos. CFE 26X colocó 5,000 millones de pesos a tres años, con una tasa Fondeo TIE más 48 puntos base, con etiqueta sustentable. CFE 26-2X colocó 5,550 millones de pesos a diez años, a una tasa de 10.36 por ciento, equivalente al M Bono 2036 más 110 puntos base, también con etiqueta sustentable. CFE 26U colocó 9,450 millones de pesos a 40 años, con amortización de capital en línea recta, a una tasa real de 6.07 por ciento, equivalente al Udibono 2043 más 130 puntos base. Los tres tramos recibieron la calificación máxima AAA en escala nacional por parte de Fitch Ratings, Moody's Local México y S&P Global Ratings. Banorte, BBVA, Santander y Scotiabank actuaron como agentes colocadores.

La mitad de los recursos, 10,000 millones de pesos, refinanciará CEBURES y otros créditos de corto plazo que vencen en el cuarto trimestre de 2026. La CFE fue explícita en este punto en su comunicado: "no representan deuda adicional para la CFE". La otra mitad financiará o refinanciará, total o parcialmente, un portafolio de proyectos de inversión de largo plazo que abarca plantas fotovoltaicas, hidroeléctricas y de ciclo combinado, estas últimas de las cuales, según la CFE, contribuirán a una generación más eficiente y un mejor aprovechamiento de combustibles, junto con los proyectos de energía sustentable que respaldan las metas ambientales nacionales de la empresa.

El tramo a 40 años es la innovación en esta transacción. La CFE lo describió como una primera vez en su estrategia de financiamiento, al combinar un plazo de 40 años con una tasa real fija (indexada a la inflación) y un perfil de amortización programado. La directora general, Emilia Calleja Alor, dijo que la estructura permite alinear los pagos de deuda con la vida útil de la infraestructura eléctrica, reduciendo la concentración de vencimientos a lo largo del tiempo. La CFE enmarca las calificaciones AAA en los tres tramos y la magnitud de la demanda como una señal de la confianza del mercado en su perfil crediticio.

Pemex evita una huelga con el mayor aumento salarial en 24 años

Pemex y su sindicato, el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), llegaron a un acuerdo sobre la revisión salarial 2026-2027, equivalente a un impacto directo de 5.5 por ciento en el salario, y un incremento de 7.5 por ciento combinando prestaciones. El análisis de El Financiero sobre las revisiones salariales de Pemex no encontró un aumento salarial directo de esta magnitud desde 2002, cuando Pemex y el sindicato acordaron exactamente la misma cifra de 5.5 por ciento; cada revisión desde entonces se ha quedado por debajo de ese nivel.

El aumento aplica de manera retroactiva desde el 1 de agosto de 2026. El acuerdo además cubre aproximadamente 7,000 plazas para personal temporal y contempla 600

créditos hipotecarios en 2026, que subirán a 1,400 para julio de 2027. Un emplazamiento a huelga presentado para el 31 de agosto se prorrogó 15 días mientras continuaban las pláticas, y las negociaciones se extendieron casi dos meses en total.

Pemex cerró 2025 con 126,905 trabajadores no temporales, por debajo de los 129,198 de un año antes, más un promedio de 25,902 trabajadores temporales empleados a lo largo del año. El STPRM representaba alrededor de 79.3 por ciento de la plantilla de Pemex, aproximadamente ocho de cada diez trabajadores, al cierre de 2025. El contrato colectivo en sí se renegocia cada dos años, pero los salarios se revisan anualmente.

El secretario general del STPRM, Ricardo Aldana Prieto, describió la negociación de casi dos meses como una que defendió los derechos de los trabajadores no simplemente como demandas, sino como condiciones indispensables de seguridad, salud y estabilidad laboral, tomando en cuenta al mismo tiempo la viabilidad operativa y financiera de Pemex.

El viento en las velas energéticas de México

SENER señaló en un foro de Amdee-GWEC que la capacidad eólica instalada de México alcanzará 15,000 megawatts (MW) para 2030, un incremento de 84 por ciento sobre los niveles actuales, conforme el país pasa de generar 24 por ciento de energía renovable en 2025 a más de 38 por ciento para 2030, con más de 74 por ciento de las nuevas adiciones de capacidad de la administración dirigidas a fuentes limpias. De la expansión eólica planeada de 6,860 MW, 4,701 MW ya están asignados entre 17 plantas, dejando 2,159 MW todavía por asignar.

Por separado, la CFE confirmó la adjudicación de ocho proyectos eólicos de esquema mixto por un total de 2,949 MW en Nuevo León y Tamaulipas, con operación entre 2029 y 2030 e incorporando alrededor de 890 MW de almacenamiento en baterías. SENER también está evaluando el potencial eólico marino, en paneles realizados con representantes de las embajadas británica y danesa, como una palanca frente a la creciente demanda de los centros de datos. En materia de gobernanza, SENER destacó su ventanilla digitalizada para solicitudes de autoabastecimiento y la nueva Manifestación de Impacto Social del Sector Energético (Misse). Representantes de la IFC, el BID Invest y Álvarez & Marsal señalaron que la estructura de contratos a 15 años de las licitaciones está ayudando a afinar el apetito bancario por el sector, combinando capacidad pública y privada hacia la descarbonización. El presidente de Amdee, Gerardo Pérez Guerra, calificó al viento como un pilar fundamental para la demanda industrial, citando la certeza jurídica, la colaboración público-privada y la expansión de la transmisión como las condiciones clave para nueva inversión.

Esta meta de crecimiento se construye sobre un fuerte impulso reciente: datos del Cenace compilados por el IMCO muestran que la generación eólica efectiva subió 87 por ciento desde 2018 (de 5,356 a 10,020 gigawatts-hora solo en los primeros cinco meses de 2026) y 115 por ciento en la última década, con un crecimiento anual promedio de 9.4 por ciento, pese a la congelación de facto de nuevos permisos durante la administración anterior. La capacidad instalada se ubica actualmente en 8,131 MW distribuidos en 76 parques eólicos en 16 estados, generando electricidad suficiente para 12.1 millones de hogares.

Ese impulso, sin embargo, convive con una señal más débil del propio proceso de licitación de la CFE: la primera ronda de ofertas dejó un déficit de 75 por ciento en eólica, con solo 700 MW adjudicados frente a 2,850 MW buscados. Si la nueva licitación de proyectos estratégicos puede cerrar esa brecha, en lugar de repetirla, parece ser la verdadera prueba detrás de la meta de 2030.

Chatter Box

Otro derrame, los mismos tubos envejecidos. Pemex enfrenta otro derrame de petróleo en altamar después de que se detectara una fuga el 10 de septiembre en un oleoducto submarino de recolección que conecta cinco plataformas de Ek-Balam en el área de Cantarell, a unas 46 millas náuticas al norte de Ciudad del Carmen. Pemex aisló y despresurizó el ducto, mientras que la Marina activó su plan de contingencia local con 255 elementos, embarcaciones y aeronaves; el monitoreo satelital ubicó la mancha en aproximadamente 4 km², aunque Pemex no ha revelado un volumen estimado. Los modelos de deriva actuales sugieren una probabilidad muy baja de que el petróleo llegue a la costa de Campeche, mientras continúan los trabajos de reparación en la sección dañada.

La escala relativamente contenida de este incidente no lo hace aislado. Ek-Balam y el complejo más amplio de Cantarell han sufrido fugas repetidas en infraestructura que lleva operando más de tres décadas, incluidos incidentes en 2023 y otro derrame importante a principios de este año. Pemex recibió financiamiento adicional para rehabilitación después del incidente de febrero, lo que convierte a la fuga más reciente en otra prueba de si el mayor gasto en mantenimiento realmente está mejorando la integridad operativa. Por ahora, el riesgo ambiental inmediato parece limitado; el problema de fondo es que la infraestructura marina envejecida sigue generando incidentes más rápido de lo que Pemex parece capaz de retirar el riesgo.

La investigación por huachicol fiscal llega hasta la propia refinería de Pemex en Texas. La investigación de la FGR sobre la red de contrabando de combustible atribuida al exgobernador de Baja California Ernesto Ruffo Appel, recluso en el penal del Altiplano

desde julio, ha llegado hasta Deer Park Refining, la refinería de Houston que Pemex posee en su totalidad desde 2022 a través de su subsidiaria P.M.I. Comercio Internacional. Documentos judiciales revisados por El País muestran que diez carros tanque enviados desde Deer Park a través de Ingemar, la empresa vinculada a Ruffo, pasaron por la aduana de Nuevo Laredo declarando 100,000 litros de gasolina; el peritaje forense de la FGR determinó que en realidad transportaban 1,032,680 litros, más de diez veces el volumen declarado.

Ese volumen vinculado a Deer Park representa aproximadamente 6 por ciento del total que la FGR atribuye a la red Ingemar en su conjunto (más de 18 millones de litros traficados en un año a través de 163 carros tanque y alrededor de diez empresas con sede en Estados Unidos), con el esquema completo acusado de evadir 166.4 millones de pesos en impuestos. El reporte de El País ubica la parte vinculada a Deer Park de los impuestos evadidos en alrededor de 10 millones de pesos.

Los cargamentos se movieron con el consentimiento de un agente aduanal hoy prófugo, y fueron incautados por la FGR mientras estaban estacionados en instalaciones ferroviarias de Kansas City Southern en Coahuila. Ruffo, quien niega estar directamente involucrado, ha acusado a Pemex de "huachicoleándose a sí mismo", y sostiene que el gobierno de Sheinbaum está desviando la atención de un presunto robo interno. La empresa ahora enfrenta la pregunta de cómo combustible de su propia refinería entró en una operación de contrabando sin ser detectado.

No es un nuevo impuesto a la gasolina, sino una nueva forma de detectar el IEPS no pagado. El Paquete Económico 2027 de México exigiría a los expendedores y distribuidores de combustible pagar el IEPS sobre cualquier diferencia positiva entre el volumen de combustible que reportan haber vendido y el volumen que pueden documentar haber adquirido durante el mismo periodo. En la práctica, una estación que declara compras de 10,000 litros pero ventas de 12,000 adeudaría la tasa vigente de IEPS sobre los 2,000 litros no explicados. Hacienda sostiene que esto no es un nuevo impuesto ni un "gasolinazo", sino un mecanismo de fiscalización dirigido al contrabando de combustible, el robo y la evasión fiscal, con el SAT cruzando mensualmente las declaraciones de compras y ventas a partir del 1 de enero de 2027, si el Congreso aprueba la medida.

Para los operadores que cumplen, el argumento del gobierno es que la factura fiscal adicional debería ser, en teoría, cero. La carga práctica será demostrar que los inventarios, las compras y las ventas concilian, lo que añade otra capa de contabilidad y cumplimiento a lo largo de aproximadamente 14,000 estaciones de servicio. Eso hace que el debate político gire menos en torno a una nueva tasa impositiva y más en torno a quién asume el costo cuando los registros no coinciden, incluidas las discrepancias legítimas generadas por el manejo de inventarios o la medición. La propuesta todavía

debe pasar por el Congreso, lo que deja margen para que la industria de expendio de combustible busque periodos de transición o cambios antes de que entre en vigor.

El crudo mexicano vuelve a superar los USD 100, siguiendo el alza del Brent. La MME subió de USD 89.3 por barril el 1 de septiembre a USD 104.8 a mediados de septiembre, un incremento de aproximadamente 17 por ciento en dos semanas, ante la renovada escalada en el Estrecho de Ormuz. Esta no es la primera vez que la MME cruza los USD 100 este año: 2026 ya ha registrado dos periodos anteriores por encima de ese nivel, a finales de marzo, después de que el bloqueo del Estrecho comenzara el 28 de febrero, y en mayo, cuando la MME alcanzó su máximo de 2026 de USD 110.78 el 4 de mayo.

Los precios cayeron después de forma pronunciada durante el verano, tocando un mínimo de USD 69.71 el 5 de agosto antes de cerrar en USD 77.59 el 26 de agosto. Ese mínimo marca el inicio del repunte actual, que sigue el ascenso del Brent de USD 95.92 el 5 de septiembre a USD 101.21 el 9 de septiembre, día en que la MME también cruzó los USD 100 (cerrando en USD 100.04), antes de extenderse a USD 104.78 el 10 de septiembre, su nivel más alto desde el 19 de mayo.

El presupuesto 2027 fija el precio del crudo muy por debajo de los niveles actuales (el propio presupuesto de 2026 asumía apenas USD 54.9). Si bien un crudo más caro ayuda a los ingresos de Pemex en el corto plazo, el beneficio se está erosionando en la bomba: la consultora PetroIntelligence estima que Pemex ha absorbido aproximadamente 57.3 millones de pesos diarios (alrededor de 1,757 millones mensuales), unos 10,541 millones de pesos en seis meses, al mantener los precios al público en 24 pesos por litro para la Magna y 27 para el diésel mientras los precios internacionales se disparaban. Los precios internacionales de la gasolina subieron hasta 96.8 por ciento; Pemex movió la Magna apenas 2.02 por ciento. El diésel subió 75.28 por ciento a nivel internacional frente a un incremento de 6.35 por ciento de Pemex. La brecha, de hasta 4.86 pesos por litro frente a los importadores privados en gasolina regular, ha sacado del mercado a esos importadores, concentrando la demanda en Pemex y contribuyendo a problemas de abasto y reasignación de estaciones en estados como Guanajuato y Villahermosa. El 11 de septiembre, Hacienda anunció un subsidio de 100 por ciento al IEPS del diésel, lo que implica cero recaudación fiscal por su venta.

SENER mueve la meta, por cuarta vez. SENER ha modificado el calendario de su Segunda Convocatoria de Proyectos Estratégicos de Electricidad por cuarta vez desde que el proceso se lanzó en mayo, recorriendo las decisiones finales de permisos previamente programadas para el 8-9 de octubre al 4-5 de noviembre, y la notificación de títulos del 13 de octubre al 9 de noviembre. La secretaría atribuye el retraso al "número significativo" de solicitudes recibidas y afirma que se necesita tiempo adicional para completar su evaluación. SENER todavía no ha revelado cuántos proyectos se están procesando ni su capacidad conjunta.

Existe una lectura positiva: una participación sólida sugeriría que los desarrolladores privados siguen dispuestos a invertir bajo el nuevo marco eléctrico de México. Pero cuatro revisiones de calendario en cuatro meses también resultan incómodas para un mecanismo diseñado específicamente para acelerar proyectos alineados con la planeación eléctrica vinculante. Con México intentando añadir decenas de gigawatts de capacidad para 2030 mientras atiende simultáneamente la demanda industrial, de centros de datos y de electrificación, otro retraso comenzaría a hacer que el proceso "prioritario" luzca bastante menos prioritario.

La reforma ambiental recibe una petición de más democracia ambiental. Más de 60 organizaciones de la sociedad civil, entre ellas el CEMDA y Greenpeace México, están pidiendo al Congreso que realice un proceso de parlamento abierto antes de aprobar la propuesta del gobierno para reformar a fondo la principal ley ambiental de México. Los grupos aceptan en general la necesidad de modernizar el marco de la LGEEPA, pero quieren un escrutinio más cercano de las disposiciones sobre evaluación de impacto ambiental, evaluaciones estratégicas, acceso a la información ambiental y participación pública, argumentando que una reforma con implicaciones para la energía, la minería y la infraestructura de gran escala no debería apresurarse. Para los desarrolladores, el punto importante es que la dirección de la reforma sigue sin definirse: dependiendo de lo que cambie el Congreso, el nuevo marco podría tanto fortalecer las salvaguardas ambientales como alterar los procesos de permisos de los que depende el acelerado programa de infraestructura del gobierno.

Los centros de datos finalmente obtienen un lugar en la mesa de planeación de la CFE. La CFE y la Asociación Mexicana de Data Centers, MEXDC, están formalizando la coordinación sobre una de las fuentes de demanda eléctrica de más rápido crecimiento en México, con reuniones técnicas regulares para compartir información sobre la ubicación, los tiempos y los requerimientos de potencia de los nuevos proyectos. MEXDC ubica la demanda operativa actual en alrededor de 279 MW, con otros 205 MW en construcción, y espera que el sector requiera aproximadamente 1.73 GW para 2031. El reto está fuertemente concentrado geográficamente: Querétaro por sí solo representa alrededor de 72 por ciento de la capacidad instalada de centros de datos, lo que hace que la capacidad de transmisión, distribución y subestaciones sea al menos tan importante como añadir generación.

El acuerdo es un reconocimiento de que la inversión en centros de datos no puede tratarse como una carga incremental ordinaria. Estas instalaciones requieren grandes cantidades de energía continua y de alta confiabilidad, y cada vez más buscan suministro renovable, mientras que decenas de proyectos anunciados podrían requerir varios gigawatts adicionales a la demanda actual. La coordinación semanal no construirá por sí misma una subestación o una línea de transmisión, pero dar a la CFE mejor visibilidad antes de que los proyectos lleguen a la cola de interconexión es un

inicio sensato. La prueba está en si esa información se traduce con la rapidez suficiente en inversión real en la red; de lo contrario, México corre el riesgo de atraer inversión en la nube y en IA sobre el papel que su red no pueda conectar en la práctica.