

Mexico Energy Chatter

July 22, 2026

Exposición upstream y downstream

Los mercados petroleros siguen tensos ante el deterioro del alto el fuego en Oriente Medio, que mantiene los precios del crudo elevados y agudiza la presión fiscal sobre el gobierno federal mexicano y Pemex, los cuales, al congelar los precios internos de los combustibles, son perdedores netos del conflicto.

Moody's publicó esta semana un informe sectorial que compara cómo la política gubernamental moldea el beneficio crediticio que los altos precios del petróleo ofrecen a las empresas nacionales de petróleo de América Latina. Su conclusión: los elevados precios de las materias primas y un sólido desempeño operativo no se traducen necesariamente en una mejor calidad crediticia, ya que las empresas con balances más débiles y fuentes de ingresos menos diversificadas absorben los choques de política y los retrasos en los pagos soberanos con mucha mayor dificultad que sus pares mejor capitalizados.

Pemex (B1 estable) obtiene el peor resultado en la comparación. Es la única empresa del grupo de seis que analiza Moody's — junto con Petrobras, Ecopetrol, YPF, Enap y Petroperú — con alerta roja en las cuatro categorías de riesgo: riesgo crediticio neto, exposición upstream, exposición downstream e intensidad de la intervención estatal.

Los precios altos sí le dan a Pemex algo más de margen de maniobra comercial, como lo ilustra el reciente embarque de un millón de barriles a Japón, que llegó el 17 de julio a las refinerías de Cosmo Oil. Pero esa ventaja queda opacada por el lastre fiscal para el gobierno al otro lado del balance, como hemos cubierto en ediciones anteriores. Hacienda ha incrementado los pagos de estímulo del IEPS en las últimas tres semanas; para el periodo del 18 al 24 de julio, otorgó un subsidio del 8.27% en la gasolina Premium y del 50.64% en el diésel. El resultado es que la recaudación fiscal federal cae cuando los precios de mercado suben, pero los delgados márgenes en downstream impiden que Pemex recupere ese valor en las ventas.

La estrategia de soberanía energética de México agrava este problema. Al priorizar la refinación interna sobre las exportaciones de crudo, deja a Pemex fuera de los mercados de exportación donde los precios altos se traducirían directamente en utilidades. Las exportaciones de crudo cayeron 28% en 2025 hasta alrededor de 581,000 bpd, profundizando la dependencia de Pemex en márgenes downstream estructuralmente más débiles y costos operativos elevados — una tendencia que los datos de Moody's muestran empeorando de manera constante desde 2022, con el margen operativo

comprimido de aproximadamente 25% en ese entonces hasta un estimado de 5–10% para 2027–28, antes de una modesta recuperación.

El contraste que Moody's traza con Petrobras es ilustrativo. La NOC de Brasil genera 5,000 millones de dólares en flujo de caja operativo adicional por cada alza de USD 10/bbl en el Brent, y tres cuartas partes de su EBITDA provienen ahora del upstream, tras recortar la capacidad de refinación en aproximadamente un 20%, lo que la aísla precisamente de la presión downstream que define el problema de Pemex. Ecopetrol e YPF enfrentan sus propias versiones del lastre del control de precios (a través del Fondo de Estabilización FEPC de Colombia y los congelamientos de precios ad hoc de Argentina, respectivamente), pero ninguna de las dos carga con la combinación de alto apalancamiento, liquidez débil y exposición política total que tiene Pemex.

Moody's proyecta flujo de caja libre negativo para Pemex al menos hasta 2028, lo que consolida la dependencia del apoyo estatal: el gobierno aportó más de 40,000 millones de dólares en 2025 y ha presupuestado aproximadamente 14,000 millones de dólares para 2026 — alrededor del 0.7% del PIB — solo para cubrir los vencimientos de corto plazo.

Esa presión de flujo de caja ya es visible más abajo en la cadena de pagos. La Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros (AMESPAC), que representa a casi 50 proveedores de servicios, señaló esta semana que Pemex adeuda a sus agremiados alrededor de 27,240 millones de pesos (aproximadamente 1,550 millones de dólares) y acusó a la empresa de «graves irregularidades» en sus procesos de pago.

En una carta abierta dirigida a la presidenta Sheinbaum y a los titulares de Hacienda, Energía y Economía, así como al director general de Pemex, Juan Carlos Carpio Fragoso, la asociación señaló que las facturas pendientes de 2024 — e incluso trabajos ya concluidos que Pemex aún no ha permitido a sus agremiados facturar formalmente a través de su sistema de pagos COPADE — siguen sin resolverse, con las obligaciones de 2025 y 2026 «parcialmente cubiertas». AMESPAC advirtió que la incertidumbre ha afectado gravemente a la cadena de suministro nacional de servicios petroleros y está comenzando a comprometer la propia producción de hidrocarburos. También señaló que las empresas asociadas que cotizan en mercados internacionales están ahora obligadas a reflejar estas cuentas por cobrar vencidas en sus divulgaciones financieras bajo las normas de la NYSE, US GAAP y la SEC.

El grupo exige el pago inmediato de las deudas validadas de 2024, la creación de un grupo de trabajo conjunto con Pemex y las autoridades federales para conciliar el atraso, así como un mecanismo claro y verificable para la facturación y los pagos futuros.

Un solo vehículo para el impulso renovable de la CFE

Las autoridades financieras mexicanas estudian un paquete de financiamiento global por hasta 80,000 millones de pesos (aproximadamente 4,600 millones de dólares) para apoyar proyectos de energía renovable y almacenamiento desarrollados en conjunto con la CFE, según informó el director general de Banobras, Jorge Alberto Mendoza. El banco de desarrollo estatal y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) evalúan un «vehículo financiero único» que permita canalizar recursos hacia múltiples proyectos de forma simultánea, reduciendo los costos de diligencia debida al aprovechar las evaluaciones técnicas ya realizadas por el gobierno.

Los recursos respaldarían aproximadamente 30 proyectos adjudicados el mes pasado a 18 empresas — en su mayoría de generación solar — en el marco de la primera licitación mixta de este tipo impulsada por la administración Sheinbaum. Mendoza señaló que Banobras sostiene conversaciones con inversionistas institucionales, fondos de pensiones mexicanos y bancos para estructurar el financiamiento, con el objetivo de cerrar la mayor parte en un plazo de 12 meses y una porción significativa antes de que concluya el año. El esquema combinaría recursos públicos con financiamiento bancario e institucional. Banobras también analiza otorgar créditos a tasa preferencial a empresas que adquieran maquinaria, equipo o componentes fabricados en México, como mecanismo para fortalecer las cadenas de suministro nacionales.

Mendoza enmarcó esto como parte de una cartera más amplia: el gobierno prevé anunciar nuevas licitaciones para generación de energía, petróleo, carreteras y puertos en los próximos seis meses, todas bajo esquemas de asociación público-privada (APP). Señaló el creciente apetito de los inversionistas por proyectos de tipo APP frente a las iniciativas energéticas puramente privadas, argumentando que asociarse con el gobierno ayuda a mitigar el riesgo regulatorio y legal. Los grandes fondos internacionales, afirmó, están mirando más allá de la incertidumbre generada por las negociaciones comerciales con EE.UU. y el riesgo geopolítico, y buscan asegurar una posición de primer entrante en México antes de que esa prima de riesgo desaparezca.

La CFE responde a la tensión en la red de Querétaro

Querétaro se ha convertido en la capital de la industria de centros de datos de México. El estado alberga el 72% de la capacidad instalada de centros de datos del país — 202 MW concentrados en parques industriales de Colón, El Marqués y Pedro Escobedo, frente a un total nacional de 279 MW, según la Asociación Mexicana de Data Centers (MexDC). Ello supera con creces a todos los demás polos del país: la Zona Metropolitana

de la Ciudad de México concentra apenas el 9.8% (27.6 MW), Monterrey el 8.6% (24 MW), con Guadalajara, Guanajuato y Yucatán aún más rezagados.

Esa escala es precisamente lo que convierte los problemas eléctricos del estado en una preocupación nacional, y no únicamente local. En el primer semestre de 2026, la Comisión Estatal de Aguas de Querétaro documentó 416 fallas eléctricas — un ritmo que ya supera el total registrado en todo 2025 —, mientras el sector industrial reportó 165 variaciones de voltaje que afectaron a empresas de los sectores automotriz, aeroespacial y manufactura avanzada.

El crecimiento de la demanda subyacente explica por qué la red está bajo presión. Los centros de datos en Querétaro consumen actualmente entre 200 y 300 MW, pero esa cifra podría escalar hasta 1,300 MW en el corto y mediano plazo. La propia MexDC proyecta que el sector nacional alcanzará los 1,700 MW para 2031, e indica que la industria está invirtiendo 550 millones de dólares únicamente en infraestructura eléctrica de Querétaro — subestaciones y torres de transmisión que serán donadas a la CFE. Bajo este modelo, el CENACE otorga aprobaciones de capacidad con la condición de que los operadores tanto construyan su propia infraestructura como contribuyan al fortalecimiento de la red nacional, un esquema de inversión directa que difiere del modelo estadounidense, donde los centros de datos típicamente contratan proveedores privados de energía.

La CFE ha respondido en múltiples frentes con acciones inmediatas concentradas en las zonas que registran las interrupciones más frecuentes. El 7 de julio, la CFE puso en operación una nueva línea de transmisión de 400 kV para abastecer al centro de datos de Odata a través de la subestación Querétaro Potencia. Ello siguió a una secuencia de interacciones con niveles jerárquicos crecientes: una reunión el 1 de julio entre el gobernador Mauricio Kuri y el superintendente estatal de la CFE; la participación de Querétaro en la mesa nacional de coordinación de la CFE del 29 de junio, con 29 estados presentes; y, a mediados de julio, una reunión directa entre la directora general de la CFE, Emilia Calleja, y Kuri. La CFE informó que ejecutó 131 proyectos de distribución en Querétaro en 2025, por un valor de 475 millones de pesos, añadiendo 160 MVA de capacidad, con tres programas adicionales en curso para 2026 que abarcan 65 proyectos más, 195 millones de pesos en inversión y 30 MVA adicionales de capacidad.

La CFE cuenta con un plan de transmisión que contempla la expansión de subestaciones y el refuerzo de líneas de alta tensión, pero esas obras se implementarán de forma gradual dada su complejidad. La prioridad de este año es la red de distribución, donde la CFE se ha comprometido con mantenimiento, sustitución de equipos en los casos necesarios e intervención directa en los puntos con mayor incidencia de fallas. El gobierno estatal acompañará a la CFE en visitas de campo para supervisar las zonas afectadas y verificar que las interrupciones efectivamente disminuyan. Al 15 de julio, la

CFE había comenzado a reorganizar su personal para priorizar las zonas más afectadas, mientras los proyectos de expansión de subestaciones y fortalecimiento de la transmisión avanzan en paralelo.

El auge de centros de datos en Querétaro representa un activo económico genuino, pero el ritmo de crecimiento de la demanda — con posibilidad de cuadruplicarse en pocos años — está superando la capacidad de la red de distribución para responder, razón por la cual el aumento de la inversión es fundamental (y, hay que reconocerlo, parece estar ocurriendo, con una contribución significativa de las propias empresas de centros de datos).

Negocio riesgoso en las refinerías

El 20 de julio, Pemex reportó una fuga de crudo y un incendio menor en una bomba de carga en la refinería Olmeca de Dos Bocas, Tabasco, extinguido rápidamente y sin heridos; ese mismo día, las lluvias intensas nocturnas inundaron el sistema de drenaje de la refinería de Salamanca, Guanajuato, provocando un incendio menor y un trabajador con lesiones leves. Se dijo que ambas refinerías operaban con normalidad.

Cada incidente fue contenido con rapidez y sin lesiones graves, pero el patrón — incendios, paradas no programadas y mantenimiento de emergencia que se repiten a lo largo del sistema nacional de refinación — conlleva un costo directo y cuantificable en valor de activos, no solo de tipo operativo.

Los resultados del primer trimestre de 2026 de Pemex registraron un deterioro neto de activos de 14,320 millones de pesos, derivado de paradas no programadas que comprimieron los márgenes y afectaron el suministro de materias primas. Esto más que duplica los 5,620 millones de pesos registrados un año antes, lo que apunta a problemas operativos de fondo. Del total, 12,400 millones de pesos se concentraron en los segmentos de Procesos Industriales y Transformación Energética; el reporte ante la SEC de Pemex lo atribuyó principalmente a la reducción del margen bruto derivada de paradas no programadas y menor suministro de insumos.

El impacto en los resultados finales: una pérdida neta de 45,990 millones de pesos de enero a marzo, frente a 43,330 millones un año antes, con ingresos menores en 29,800 millones de pesos, principalmente por la caída en las exportaciones de crudo. La reducción de costos amortiguó parcialmente el golpe, pero el mensaje no cambia: la refinación sigue siendo el principal punto de vulnerabilidad de Pemex.

En términos de procesamiento mensual de crudo, mayo fue sombrío: como se reportó en nuestra última edición, el Sistema Nacional de Refinación procesó 941,158 bpd de

crudo, una caída del 11.8% respecto a abril y el primer mes por debajo de un millón de bpd desde agosto — un mínimo de nueve meses. La producción de petrolíferos cayó 9.1% a 951,166 bpd, con la utilización deslizándose al 47.5%. Cinco de las siete refinerías procesaron menos crudo que en abril, encabezadas por un desplome del 52.5% en Minatitlán y una caída del 40.2% en Salina Cruz tras el incendio del 11 de mayo que dejó seis heridos. Salamanca fue la excepción, con un alza del 69.1% a 94,216 bpd. Esa caída siguió a un sólido primer trimestre, cuando el procesamiento de crudo había aumentado 21.9% año contra año hasta 1.141 millones de bpd — un máximo de once años.

Sin embargo, al observar la producción acumulada de petrolíferos promediada de enero a mayo, el panorama a nivel de planta cambia. En esa base, Tula es la refinería más productiva de Pemex, no Salamanca: promedió 228,500 bpd de petrolíferos durante los cinco meses, un alza del 8.5% año contra año, representando una quinta parte de la producción total de petrolíferos de Pemex a nivel de sistema. Salina Cruz ocupa el segundo lugar y Dos Bocas el tercero, pese a que ambas tuvieron un mayo difícil. Salamanca y Madero siguen siendo las dos refinerías de menor producción de Pemex en el promedio de cinco meses, incluso después del sólido mayo de Salamanca — un recordatorio de que un fuerte rebote mensual no cambia necesariamente el ranking subyacente de una planta si parte de una base muy baja.

El analista Ramsés Pech señaló a Bloomberg Línea que, dado que la unidad de coquización de Tula — iniciada en 2014, suspendida en 2018 y reactivada con una inversión de la era López Obrador de 3,000 millones de dólares, que a su vez se retrasó desde 2023 — ya está en operación, agrega entre 80,000 y 90,000 bpd de capacidad de conversión, lo que permite a Tula procesar crudo Maya de manera más eficiente hacia combustibles de mayor valor.

Sin embargo, mientras las paradas sigan costando miles de millones de pesos y los accidentes continúen siendo rutinarios, el desafío central de Pemex no será solo reducir su deuda, sino demostrar que su infraestructura es suficientemente adecuada.

La apuesta de Slim

Grupo Carso, el conglomerado de Carlos Slim, ha alcanzado un acuerdo vinculante para adquirir el 30% que posee TotalEnergies en el Bloque 30, un contrato de producción compartida en aguas someras de la cuenca Salina del Istmo del Golfo de México. Harbour Energy, con sede en el Reino Unido, retiene el 70% restante y se mantiene como operador; el cierre está sujeto a la aprobación regulatoria y ninguna de las dos empresas ha revelado el valor de la transacción.

El activo principal del bloque es el campo KAN: crudo ligero, pozos de entre 3,300 y 3,750 metros de profundidad, un tirante de agua de 40 a 50 metros y una superficie de 30.5 km². El contrato fue adjudicado por la CNH en abril de 2018 con un plazo de 25 años. Carso realizará la adquisición a través de Mx Delta NRG 1, una subsidiaria de Zamajal — el brazo de exploración y producción de hidrocarburos del grupo, participado en un 80% por Carso y un 20% por Control Empresarial de Capitales.

La operación extiende la presencia de Slim en los segmentos del sector de petróleo y gas de México que se encuentran fuera del control estatal, y se produce en un momento en que Pemex busca socios privados para revertir la caída de la producción de crudo y reforzar sus finanzas (Slim ha señalado este año que sus empresas evitarían nuevas empresas conjuntas con Pemex). También se suma a la compra por parte de Carso, en enero, de Fieldwood México a la rusa Lukoil — que consolidó el control total de dos grandes campos del Golfo — y a un contrato de 2,000 millones de dólares firmado con Pemex el año pasado para perforar más de 30 pozos en el campo Ixachi, proyecto que Slim ha dicho podría aproximadamente duplicar la producción de ese campo hasta alrededor de 200,000 bpd en tres años. Otras adquisiciones recientes, como participaciones en Talos Energy y en la refinadora estadounidense PBF Energy, ya han convertido a Carso en el mayor socio privado de Pemex.

Slim ha pronosticado que la producción total de petróleo y gas de México podría alcanzar hasta 2.5 millones de bpd con el apoyo del sector privado, muy por encima de la producción propia de crudo y condensados de Pemex de 1.65 millones de bpd registrada en abril.

De hacedor de historia a sospechoso de huachicol

Otra semana, otra revelación de una gran red de contrabando de combustible — cada vez más grande que la anterior — con políticos implicados. Pero políticos del opositor PAN, no del partido gobernante Morena.

El 16 de julio, autoridades federales arrestaron a Ernesto Ruffo Appel, gobernador panista de Baja California de 1989 a 1995 y primer gobernador opositor de la historia moderna de México, por presunta responsabilidad en crimen organizado y contrabando de hidrocarburos. Ruffo es accionista mayoritario de Ingemar, S.A. de C.V., una empresa de logística de importación de combustibles que fundó en 2018 y a la que se incorporó formalmente como accionista y secretario del consejo en 2021. El nombre de Ingemar salió a la luz tras la incautación en julio de 2025 de 129 vagones cisterna en Saltillo y Ramos Arizpe, Coahuila, que transportaban más de 15 millones de litros de combustible sin documentación aduanal válida.

La fiscal general Ernestina Godoy Ramos la calificó como la mayor red de contrabando de combustible (huachicol fiscal) detectada hasta la fecha, con pérdidas para el erario federal estimadas en 4,000 millones de pesos en impuestos no pagados solo entre enero y julio de 2025. Los fiscales alegan que Ruffo y sus coacusados operaron el esquema a través de 11 empresas fantasma, introduciendo al país más de 18 millones de litros de diésel y gasolina en 163 vagones cisterna declarados como aditivos, aceites o residuos, o con declaraciones subvaloradas, para evadir aranceles de importación antes de comercializar el combustible en el mercado doméstico fuera de los canales autorizados.

La jueza Alejandra Ramírez de la Vega ordenó prisión preventiva el 19 de julio para Ruffo y cuatro coacusados, todos trasladados al penal de máxima seguridad del Altiplano; dos más permanecen bajo arresto domiciliario por razones de salud, y otro fue enviado al Cereso Nezahualcóyotl Sur, sumando un total de ocho imputados. La audiencia inicial de cargos retomó el 21 de julio en el centro federal de justicia penal de Almoloya, con la resolución sobre si proceder contra Ruffo y cuatro más aún pendiente.

Ruffo ha interpuesto dos amparos — uno contra la orden de arresto, presentado el día de su detención, y un segundo por presuntas violaciones al debido proceso. Un juez de distrito admitió este último para revisión, pero no ha informado si se concedió la suspensión provisional.

La defensa de Ruffo, encabezada por Fernando Gómez Mont, ex titular de Gobernación por el PAN y destacado abogado penalista, argumenta que los fiscales están extendiendo el concepto de responsabilidad penal mucho más allá de la evidencia disponible. Gómez Mont sostiene que Ingemar contaba con autorización legal para importar combustible y que contrató a la empresa de transporte Kevinson, con la que no tenía relación previa, para completar el proceso de distribución. Mientras los fiscales alegan que Kevinson introdujo ilegalmente al país millones de litros de combustible, la defensa insiste en que Ruffo fue únicamente un cliente, sin control sobre la empresa, sin conocimiento de ningún transporte ilegal y sin beneficio directo de este. Gómez Mont también señala que ningún directivo de Kevinson ha sido detenido, pese a que las autoridades buscan responsabilizar a Ruffo por toda la cadena.

Si esa versión resulta ser factualmente precisa, el caso podría convertirse en una prueba de la independencia del poder judicial mexicano, recientemente reconfigurado en favor de Morena. Y por supuesto, las figuras de oposición se preguntan por qué ningún político prominente de Morena ha sido detenido (aún), dado que el huachicol fiscal parece haberse expandido notablemente durante la presidencia de AMLO y bajo el control de Morena de la mayoría de las gubernaturas estatales.

El caso ha movilizado a figuras de oposición: la senadora panista Kenia López ha calificado a Ruffo de «preso político», y los expresidentes Calderón y Fox lo han

defendido. Ruffo se había incorporado recientemente como miembro del consejo asesor del recién registrado partido opositor Somos México.

El arresto se produce mientras Marina del Pilar Ávila, actual gobernadora morenista de Baja California, enfrenta su propio escándalo. Grabaciones filtradas parecen mostrarla diciéndole a sus contactos que podría compartir información de reuniones conjuntas de seguridad federal-estatal para ayudar a recuperar la visa estadounidense que Washington le revocó el año pasado. En las llamadas, habla de haber sostenido reuniones con autoridades estadounidenses y expresa temor a ser arrestada, extraditada o a que sus cuentas sean congeladas por la OFAC. Posteriormente declaró que las llamadas se referían exclusivamente a la gestión para recuperar su visa, cuya revocación Washington nunca ha explicado.

Morena ha rechazado cualquier insinuación de persecución política, como era de esperarse. La presidenta nacional del partido, Ariadna Montiel, señaló que la investigación de la FGR duró más de un año e identificó al menos a 25 personas vinculadas al tráfico de combustible, incluyendo empresas, agentes aduaneros y otros imputados. Acusó a la oposición de convertir a Ruffo en víctima, recordando que muchos de sus actuales defensores habían exigido previamente una campaña contundente contra el huachicol fiscal, e insistió en que el caso refleja una investigación independiente, no una cortina de humo ni una represalia política.

Chatter Box

¿Una nueva ruta hacia Asia? Japón recibió un cargamento de aproximadamente un millón de barriles de crudo mexicano suministrado por PMI, la filial comercial de Pemex, y destinado a Cosmo Oil, en el contexto del esfuerzo de las refinerías japonesas por diversificar su abastecimiento ante las crecientes disrupciones y riesgos de seguridad en el Estrecho de Ormuz. El cargamento, que llegó a Yokkaichi el 17 de julio, representa una compra inusual para un país que obtiene alrededor del 94% de sus importaciones del Medio Oriente. Si bien la información públicamente disponible sugiere que se trató de una transacción comercial puntual más que el inicio de un acuerdo de suministro a largo plazo, el envío subraya la flexibilidad de la cartera exportadora de México.

Más allá del cargamento en sí, el envío ilustra cómo las tensiones geopolíticas están reconfigurando los flujos del comercio mundial de petróleo. Para Japón, pone de manifiesto la búsqueda de proveedores alternativos; para México, demuestra que Pemex continúa encontrando oportunidades de exportación en Asia pese al énfasis gubernamental en la refinación interna. Si esto evolucionará hacia una relación comercial recurrente sigue siendo incierto, pero la transacción refuerza el potencial de

México como proveedor oportunista cuando las rutas energéticas tradicionales se ven bajo presión.

El modelo de inversión mixta de la CFE pasa su primera prueba real. El nuevo modelo eléctrico de México ha pasado de la regulación a la implementación, luego de que Polaris Renewable Energy firmara el primer acuerdo de inversión mixta confirmado públicamente bajo el nuevo marco de la CFE. El contrato a 30 años abarca tres proyectos de energía solar más almacenamiento en Quintana Roo, Tlaxcala y Sinaloa, con una inversión de más de 217 millones de dólares. Bajo el esquema introducido a principios de este año, la CFE conserva la mayoría accionaria mientras los socios privados aportan capital y experiencia en desarrollo de proyectos.

El acuerdo es significativo porque transforma una de las reformas energéticas emblema de la administración en un proyecto financiable. Si bien reportes de la industria sugieren que docenas de proyectos fueron adjudicados en la primera ronda de licitación, Polaris sigue siendo el ejemplo más claro de que el modelo puede trascender los anuncios de política. El próximo desafío será la ejecución: los inversionistas observarán si los proyectos adicionales alcanzan el cierre financiero y si el marco regulatorio puede atraer de manera consistente capital privado bajo reglas que preservan el control estatal.

Avanzando en la electromovilidad. La red de carga para vehículos eléctricos de México creció un 17.5% año contra año durante el primer semestre de 2026, alcanzando más de 60,900 conexiones de carga, según el más reciente Barómetro de Electromovilidad publicado por EMA. La infraestructura pública de carga también continuó expandiéndose, con un aumento del 27% en las posiciones de carga de acceso público respecto al año anterior. Las cifras reflejan un avance sostenido conforme la adopción de vehículos eléctricos se acelera en el país.

Sin embargo, las cifras agregadas ocultan una realidad importante. Gran parte de la infraestructura de carga de México sigue concentrada en instalaciones privadas — residenciales y corporativas —, mientras la red de carga rápida pública continúa rezagada respecto al ritmo de adopción de vehículos. A medida que la electrificación gana impulso, ampliar los corredores de carga de acceso público — y mejorar la transparencia sobre la disponibilidad de la red — será cada vez más importante tanto para los consumidores como para la planificación del sistema eléctrico.

La industria solar toma el escenario. La industria solar de México se reunirá una vez más en Intersolar México del 1 al 3 de septiembre en la Ciudad de México, con los organizadores esperando más de 300 expositores y 10,000 visitantes de más de 35 países. El evento llega en un momento en que el sector renovable del país navega un nuevo entorno regulatorio moldeado por el modelo de inversión mixta de la CFE, el creciente despliegue de baterías y la renovada atención a la generación distribuida.

La edición de este año llega en un momento crucial. El despliegue solar continúa expandiéndose, mientras el almacenamiento se convierte rápidamente en un elemento central de los nuevos proyectos, más que en una tecnología emergente. Ante los cuellos de botella en transmisión y las reglas de mercado en evolución, Intersolar servirá probablemente como un barómetro importante del apetito inversionista, revelando si los desarrolladores y proveedores de equipo consideran que el nuevo marco eléctrico de México es capaz de sustentar la siguiente fase de inversión renovable.