Mexico Energy Chatter

19 de agosto de 2026

Hallazgos sobre el fracking: no solo el qué, sino el quién

La presentación de las primeras recomendaciones del comité técnico sobre la viabilidad de explorar las cuencas de shale de México mediante fracking fue notable no solo por los hallazgos en sí, sino por quién los presentó.

El comité, formalmente el Comité Científico de Soberanía Energética y Yacimientos No Convencionales de Gas Natural, entregó sus primeras conclusiones en la conferencia de prensa matutina de Sheinbaum del 6 de agosto. Integrado por 54 investigadores, en su mayoría académicos, el veredicto del panel fue en términos generales favorable desde la perspectiva de los inversionistas: recomendó avanzar con la fracturación hidráulica en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (Coahuila/Nuevo León) y en la cuenca de Burgos, en el noreste de Tamaulipas, sujeto a diez condiciones. Entre las más relevantes: usar únicamente agua salina para la fracturación, lo que exigiría perforar pozos primero para confirmar su disponibilidad; confirmar la existencia de reservas antes de escalar la actividad; aplicar las mejores prácticas en el manejo de residuos; llevar a cabo consultas libres, previas e informadas; y establecer un monitoreo científico independiente y externo.

Sheinbaum se apresuró a subrayar que no se había tomado ninguna decisión para autorizar la explotación y que esta etapa se limitaba a la evaluación. Aun así, el rumbo parecía claro: la SENER ya tiene un plan para reducir las importaciones de gas del 75% del consumo al 50.5% para 2030, con una producción nacional convencional que aumentaría al 49.5% de la demanda, frente a recursos prospectivos no convencionales estimados en 141.5 billones de pies cúbicos en total. De ese total, las cifras del propio comité ubican 53.8 bpc en Burgos, 67.0 bpc en Sabinas-Burro-Picachos y 20.7 bpc en Tampico-Misantla, la más pequeña de las tres pero la única que queda totalmente fuera de la mesa.

Una de las personas que dirigió el trabajo del grupo fue Alma América Porres Luna, comisionada de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) de 2010 a 2022, con 10 años como titular de Exploración y Producción del Instituto Mexicano del Petróleo, doctora en Geofísica Aplicada por la Universidad de Burdeos y, sin duda, una de las principales autoridades del sector de hidrocarburos de México en las últimas dos décadas. Formalmente, fue una de las tres coordinadoras del grupo de ingeniería del comité, junto con Ana Paulina Gómora Figueroa y Erick Emanuel Luna Rojero.

Una fuente dentro del grupo señala que su presencia en el comité no fue bien recibida inicialmente por todos los 54 investigadores involucrados, aparentemente porque podría haber sido la única experta invitada que no representaba formalmente a una institución educativa pública o a una dependencia gubernamental, a pesar de sus calificaciones inigualables para opinar sobre el fracking en México. Pero para un grupo con una fuerte inclinación hacia la academia afín a la 4T, varios de cuyos miembros se

oponían abiertamente al fracking —entre ellos el académico de la UNAM Luca Ferrari, crítico de larga data de la técnica en México y uno de los tres coordinadores del grupo de planeación y prospectiva del comité—, su experiencia en la CNH y el IMP, previa a la 4T, podría haber representado un desafío ideológico. Pero a pesar del escepticismo inicial, fue Porres quien terminó guiando varias de las discusiones técnicas del comité, en gran medida por la fuerza de su propia experiencia y conocimiento, lo cual finalmente fue bien recibido, en particular, por los integrantes especializados en áreas como agua y uso de suelo, pero no en hidrocarburos.

En unas pocas semanas quedó claro que el comité necesitaba avanzar más rápido, por lo que el grupo se dividió en subcomités. Con el paso de las semanas, un puñado de no más de cinco personas terminó cargando con el trabajo de los informes que llegarían a la presidenta Sheinbaum.

Porres encabezaba varios de esos esfuerzos y, en las reuniones para afinar la presentación a la presidenta, se le pidió que ella misma expusiera los hallazgos iniciales. Habría pedido que se eliminaran un par de láminas, ya que se referían a los éxitos en los campos Ixachi y Quesqui de Pemex, cuando fue Porres quien, como comisionada, criticó y votó en contra de las propuestas de Pemex para su desarrollo acelerado. El tiempo parece haberle dado la razón: en Ixachi, la producción ha resultado más lenta de lo que Pemex prometió, a costa de quemar grandes volúmenes de gas por falta de infraestructura para captarlo, mientras que en Quesqui el yacimiento se agotó rápidamente, también con una fuerte quema, y el campo hoy declina aceleradamente por una mala planeación.

Sus gestiones ayudaron así a ganar apoyo para el posible fracking en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos (Coahuila/Nuevo León) y en la cuenca de Burgos, en el noreste de Tamaulipas. Aun así, poco se pudo hacer para asegurar respaldo a la exploración en la cuenca de Tampico-Misantla, la mayor de México en reservas de crudo no convencional, aunque la menor en gas no convencional. Sheinbaum, al anunciar la exclusión, citó la ubicación de la cuenca debajo de una zona densamente poblada, con una alta concentración de comunidades indígenas y amplias reservas de agua dulce. Parte de la contribución de Porres detrás de escena fue frenar una prohibición total de la actividad de hidrocarburos en toda la zona de Tampico-Misantla, donde Pemex ya produce gas y petróleo con técnicas de fracturación convencional, a una escala mucho menor que lo que se entiende como fracking de shale.

El mandato del panel iba más allá del fracking en sí: Sheinbaum lo había encargado originalmente para evaluar en qué medida el gas no convencional podría reducir la dependencia de México del gas natural que llega por ducto desde los yacimientos de shale de Estados Unidos. La conclusión del comité fue que elevar únicamente la producción de gas convencional solo bajaría esa dependencia al 50.5%, y que cerrar la brecha restante exigiría que México avance en la extracción no convencional “de manera responsable”, en palabras de Sheinbaum.

Lo que la presentación pública omitió, sin embargo, fue cualquier discusión sobre los términos económicos y contractuales necesarios para desarrollar efectivamente las cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos. En los días previos a la presentación, las

conversaciones con la presidenta se centraron en enmarcar esta apertura como una respuesta a los riesgos de la dependencia de las importaciones de gas, lo que dejó los términos comerciales en segundo plano, nominalmente dentro del ámbito del grupo de planeación y prospectiva, que nunca produjo una propuesta viable en este frente.

Sin esos términos económicos y contractuales, las recomendaciones quedan por ahora un tanto huérfanas, aunque algunos trabajos preliminares aún pueden comenzar, ya que en todo caso México está lejos del punto en que dichos términos tendrían que precisarse. La prioridad inmediata es entender los recursos de estas cuencas: se necesitan pozos para mapear su geología con mayor detalle, identificar zonas de agua salina aptas para su aprovechamiento y encontrar áreas donde el crudo acompañe al gas, ya que extraer solo gas rara vez hace viable un proyecto en ninguna parte del mundo.

Quedan muchas preguntas, pero el hecho de que el gobierno esté ahora dispuesto a escuchar a personas que, en la administración anterior, fueron descartadas como opositoras al régimen y a la soberanía nacional sugiere que puede haber margen para evitar que estos recursos queden atrapados entre el subsuelo y la ideología nacionalista.

Lo que aún debe resolverse, y lo que realmente determinará si algo de esto pasa del papel a la práctica, es quién aporta el capital; bajo qué contrato; bajo qué régimen fiscal; y cómo se estructura el riesgo. Pemex no tiene ni la tecnología, ni la capacidad financiera, ni la experiencia para operar un programa de fracking a gran escala. Las empresas que sí las tienen, las operadoras activas en el Pérmico y en Eagle Ford, en Texas, requieren términos contractuales que les permitan moverse con rapidez, perforar miles de pozos y registrar reservas para levantar financiamiento. Nada de eso existe hoy en el marco regulatorio mexicano. El vehículo fiduciario, el régimen fiscal y la estructura contractual son las piezas que siguen faltando. Sin ellas, el veredicto científico es necesario, pero insuficiente.

En cualquier caso, la dependencia de México del gas estadounidense abundante y de bajo costo podría resultar un obstáculo aún mayor para desarrollar los recursos nacionales de shale que la geología o la regulación. México está conectado con Estados Unidos a través de una extensa red de ductos transfronterizos, y las exportaciones estadounidenses por ducto hacia México promediaron 6.4 Bcf/d en 2024, frente a un consumo total de gas en México de alrededor de 8.6 Bcf/d. Buena parte de ese suministro proviene de Texas, lo que da a los consumidores mexicanos acceso a parte del gas más barato del mundo.

La ecuación económica resulta particularmente difícil de igualar en la Cuenca Pérmica, donde una gran parte del gas natural se produce como subproducto de la producción de petróleo. Para esos productores, las decisiones de perforación están impulsadas principalmente por la economía del petróleo y no por el precio del gas en sí. El Pérmico también se beneficia de una industria madura de servicios petroleros, una infraestructura extensa y décadas de experiencia operativa en shale. Las proyecciones actuales de la EIA prevén que la producción estadounidense de gas natural se mantenga sólida, y potencialmente siga creciendo, bien entrada la década de 2040.

México parte de una posición muy distinta. Incluso si la exploración resulta exitosa, la nueva producción nacional tendría que competir con el gas por ducto de bajo costo que llega desde justo al otro lado de la frontera. Eso importa mucho más allá de la industria upstream: el gas natural es un combustible clave para la generación eléctrica en México y un insumo importante para la competitividad industrial. Los propios resultados de la CFE ilustran esa sensibilidad, pues la empresa ha reportado variaciones materiales en sus costos de generación y en su rentabilidad conforme suben y bajan los precios del gas importado de Estados Unidos.

Intentar resolver ese problema encareciendo artificialmente el gas importado sería, por tanto, política y económicamente difícil. Un arancel al gas natural de origen estadounidense que califique como tal también sería difícil de conciliar con los compromisos de México en el T-MEC, que en general otorgan trato libre de aranceles a los bienes originarios. En la práctica, México enfrenta un dilema incómodo de política pública: el gas estadounidense barato beneficia a los consumidores de electricidad, a la industria y a la CFE, pero ese mismo suministro barato hace considerablemente más difícil justificar el capital que se requiere para desarrollar el gas de shale nacional.

La paradoja de la refinación: más capacidad, más importaciones

Un análisis reciente de OilPrice.com pone en perspectiva la contradicción central de la estrategia de autosuficiencia de Pemex: la capacidad instalada de refinación ha crecido, con más de USD 20,000 millones invertidos solo en Dos Bocas, y sin embargo las importaciones de combustibles vuelven a subir porque el sistema no puede sostener altos niveles de utilización.

Las propias cifras de Pemex lo confirman en términos generales. La producción de productos refinados (gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo, gas LP y otros productos en conjunto) promedió alrededor de 1.09 millones de bpd entre abril y junio de 2026, frente a los aproximadamente 1.75 millones de bpd de capacidad instalada que cita el análisis, lo que implica una utilización de entre poco menos de 60% y poco más de 60%. Se trata de producción de refinados, no de proceso de crudo: los datos públicos de Pemex no separan ambos conceptos, por lo que la comparación es necesariamente aproximada.

En cuanto a las importaciones, las tablas de comercio de Pemex confirman la tendencia. Las importaciones totales de productos refinados promediaron alrededor de 514,000 bpd entre enero y mayo de 2026, y subieron a 638,000 bpd en junio. Dentro del total de junio, Pemex reporta importaciones de gasolinas por 377,000 bpd y de diésel por 121,000 bpd.

Ha habido avances reales, como señala el análisis: Tula mejoró su utilización del 66% al 79% gracias a su nueva coquizadora; la producción combinada de gasolinas, diésel y turbosina creció 9% anual, a 699,000 bpd; y el rendimiento de combustóleo cayó del 22.7% al 18.9%. Pemex está obteniendo mejores productos de cada barril que procesa. Lo que no logra es mantener suficiente crudo fluyendo a través de las refinerías. El

análisis concluye que México “paga dos veces por la autosuficiencia: una por la capacidad que construye y otra por los combustibles importados que sigue necesitando cuando esa capacidad se queda corta”.

En el lado exportador, el panorama de corto plazo es más alentador. Pemex reportó 565,000 bpd en junio, su mayor salto en ocho años, con cuatro meses consecutivos de ingresos por encima de USD 1,000 millones. Pero el número de equipos de perforación cayó de 32 a 17 en el segundo trimestre, el nivel más bajo en años, un indicador temprano de presión sobre la producción futura.

Braskem Idesa se acoge al Capítulo 11

Braskem Idesa (BI), la coinversión petroquímica mexicana propiedad en 75% de la brasileña Braskem y en 25% de Inbursa, de Carlos Slim, a través de su control de Idesa, se declaró esta semana en Estados Unidos bajo la protección de un Capítulo 11 preacordado (pre-packaged), en busca de reestructurar un balance vuelto insostenible por años de escasez de materia prima, márgenes petroquímicos débiles y restricciones de liquidez cada vez más agudas. La quiebra de BI marca un raro retroceso (hasta ahora) para Carlos Slim, quien a través de Inbursa también posee una participación importante en los bonos y la deuda de BI, que han perdido valor desde sus compras, y probablemente también ha perdido dinero hasta el momento en su inversión de control más amplia en Idesa.

Bajo un plan acordado con los principales acreedores, Braskem Idesa busca recortar su deuda senior en más de 920 millones de dólares, de unos 2,500 millones a aproximadamente 1,600 millones. Braskem, que posee el 75 por ciento de la empresa antes de la reestructura, ha comprometido 476 millones de dólares y se espera que siga siendo el accionista mayoritario. La compañía señala que las operaciones del complejo Etileno XXI en Nanchital, Veracruz, continuarán durante el proceso, con el objetivo final de restablecer la producción hacia su capacidad anual de poco más de 1 millón de toneladas de polietileno.

Las raíces de la crisis están en parte en un esquema de suministro de materia prima que dejó de reflejar la realidad del sector energético mexicano. Bajo un contrato de 2010, Pemex se comprometió a suministrar 66,000 barriles diarios de etano durante 20 años, a precios ligados a referencias internacionales, lo que dio soporte a la ecuación económica del proyecto. Pero la petrolera estatal tuvo dificultades para sostener esos volúmenes conforme la disponibilidad nacional de etano disminuía, debido en parte a la caída de los precios globales del etano impulsada por la revolución del gas de shale.

El contrato se modificó en 2021, reduciendo el compromiso mínimo de Pemex a 30,000 b/d e incrementando el precio que recibía y, por tanto, lo que pagaba BI. La obligación revisada se extendió a febrero de 2026, tras lo cual Braskem Idesa conservó únicamente un derecho de preferencia sobre el etano excedente de Pemex hasta 2045, sin garantía de volumen mínimo. Para el segundo trimestre de 2026, las entregas de Pemex habían caído a un promedio de 11,800 b/d.

El esquema original también se había vuelto políticamente polémico. Pemex afirmó que el contrato había generado pérdidas sustanciales y el gobierno de López Obrador criticó reiteradamente sus términos y la forma en que fue adjudicado, vinculándolo con el escándalo de corrupción de Odebrecht (entonces copropietaria de Braskem). La renegociación de 2021 resolvió las disputas pendientes, cambió tanto los términos de volumen como de precio y abrió el camino para que Braskem Idesa desarrollara una fuente alternativa de materia prima.

Braskem Idesa respondió reduciendo su dependencia de Pemex. Primero desarrolló un sistema “fast-track” para importar etano estadounidense y después, junto con el grupo de infraestructura Advario, construyó la Terminal Química Puerto México en la Laguna de Pajaritos. Concluida en 2025, la terminal puede importar hasta 80,000 b/d, equivalente a cerca del 120 por ciento de las necesidades de Etileno XXI a plena capacidad, y está conectada al complejo por ducto. El costo estimado más reciente que se ha dado a conocer del proyecto fue de unos 586 millones de dólares, incluidos 408 millones financiados mediante deuda sindicada de proyecto.

La terminal resolvió en gran medida el problema de disponibilidad física, pero no el económico. El etano importado implica costos adicionales de transporte marítimo, terminal y logística. Más importante aún, la planta ha quedado atrapada en una compresión prolongada del diferencial entre el polietileno que vende y el etano que consume.

El diferencial de referencia PE-etano de Braskem en Norteamérica cayó 19 por ciento en 2025. El deterioro reflejó precios más débiles del polietileno conforme entró en operación nueva capacidad global, combinados con mayores costos de materia prima. Ese diferencial es central para la ecuación económica de Etileno XXI: la planta convierte etano en etileno y luego en polietileno, por lo que la rentabilidad depende menos del precio absoluto del etano que del margen entre la materia prima y la resina.

El diferencial mejoró en los primeros tres meses de 2026, pero la recuperación fue insuficiente para reparar el balance. Braskem Idesa reportó un EBITDA recurrente negativo de 15 millones de dólares en el trimestre, mientras que las ventas de polietileno cayeron 37 por ciento respecto del trimestre anterior.

Para entonces, las dificultades financieras ya habían comenzado a limitar las operaciones. La utilización de la planta cayó al 55 por ciento en el primer trimestre, conforme la empresa redujo sus importaciones de etano para preservar liquidez. En el segundo trimestre, las importaciones a través de la nueva terminal bajaron a 14,700 b/d desde 17,800 b/d, mientras que las entregas de Pemex cayeron a 11,800 b/d. Las ventas de polietileno disminuyeron otro 11 por ciento trimestre a trimestre.

Braskem Idesa había gastado cientos de millones de dólares en construir infraestructura capaz de eliminar su cuello de botella de materia prima, pero el deterioro de su liquidez la dejó sin capacidad de comprar suficiente etano para aprovechar plenamente esa capacidad.

La empresa ya había incumplido pagos de intereses programados de sus notas senior garantizadas con vencimiento en 2029 y 2032. Los documentos judiciales atribuyen la solicitud a una combinación de diferenciales petroquímicos comprimidos, la caída del suministro de etano de Pemex y los mayores costos fijos y variables asociados a

la materia prima importada. También muestran una base de proveedores de más de 400 empresas, con pagos vencidos en promedio unos 150 días, mientras que el capital de trabajo restringido había empujado la utilización promedio por debajo del 50 por ciento.

Los accionistas y los acreedores habían aportado financiamiento de emergencia antes de la solicitud, pero resultó insuficiente para estabilizar las operaciones. Bajo el plan de Capítulo 11, Braskem Idesa busca cerca de 409 millones de dólares de financiamiento debtor-in-possession de filiales de Braskem. Alrededor de 279 millones representan dinero nuevo, incluidos 230 millones iniciales disponibles bajo la orden judicial provisional, mientras que unos 130 millones refinancian líneas puente de emergencia otorgadas antes de la solicitud.

El objetivo no es solo financiar el proceso de quiebra, sino restaurar el capital de trabajo y elevar la producción. Se espera que los acreedores reciban una combinación de nueva deuda garantizada y capital, mientras que Braskem inyectará capital fresco y conservará el control de la empresa reorganizada.

El Capítulo 11 atiende, por tanto, parte del problema de Braskem Idesa. Una deuda menor y la nueva terminal de importación deberían eliminar dos restricciones importantes: el apalancamiento excesivo y la dependencia de Pemex. Pero la viabilidad de Etileno XXI en el largo plazo seguirá dependiendo de si la planta puede regresar a altos niveles de utilización y de si los márgenes polietileno-etano se recuperan lo suficiente para convertir la producción adicional en efectivo y no solo en volumen. Pero dado que la planta es uno de los productores de menor costo del mundo, una vez que el ciclo cambie, y si lo hace, está en una posición sólida para beneficiarse. En ese momento, quizá Carlos Slim eventualmente recupere el valor de sus inversiones.

Ceden los subsidios a los combustibles

Para la semana del 8 al 14 de agosto, la SHCP (Secretaría de Hacienda) aplicó uno de sus recortes más pronunciados en meses: el subsidio a la gasolina Premium cayó del 26.49% a apenas 5.77% (el nivel más bajo desde mayo), la Magna bajó 15.56 puntos porcentuales y el gravamen del IEPS subió más de un peso por litro en ambos combustibles. El ajuste respondió a una baja temporal de los precios internacionales y al intento de recuperar ingresos tributarios. Fue el movimiento inverso al de julio (cuando los subsidios se dispararon por la volatilidad en los mercados petroleros relacionada con el Estrecho de Ormuz).

Esta semana, del 15 al 21 de agosto, el gobierno recortó aún más y fue un paso más allá: retiró por completo el subsidio a la Premium. A partir del sábado 15 de agosto, la SHCP fijó el subsidio a la Magna en 1.10 pesos por litro, 30 centavos menos que la semana previa; eliminó del todo el subsidio a la Premium, que era de 33 centavos; y, en sentido contrario, elevó el subsidio al diésel en 31 centavos, a 5.09 pesos por litro. Como resultado, los automovilistas pagaron un IEPS más alto en ambos tipos de gasolina y un IEPS más bajo en el diésel.

Los precios internacionales del crudo aumentaron durante la semana hasta un 6%, con el Brent cerrando el viernes en USD 88.52 por barril ante la falta de avances en un acuerdo de paz entre Estados Unidos e Irán. El tráfico marítimo por el Estrecho de Ormuz cayó por debajo de su promedio mensual en esa misma semana, y dos buques tanque de la petrolera nacional de Abu Dabi fueron atacados mientras transitaban el estrecho.

A pesar de los cambios en los subsidios y de la volatilidad internacional, los precios al público en México se mantuvieron estables durante la semana: el promedio nacional de la Magna se ubicó en 23.69 pesos por litro el viernes 14 de agosto, sin cambios respecto de la semana anterior, según PETROIntelligence; la Premium y el diésel se vendieron en 28.52 y 27.03 pesos por litro, respectivamente, también sin cambios.

Fin de una era de las grandes petroleras

Alberto de la Fuente Piñeirua, presidente y director general de Shell México desde julio de 2012, dejó la empresa tras dos décadas para asumir el cargo de SVP Commercial & Business Services en Harbour Energy en México.

De la Fuente fue el rostro público de la apuesta de Shell por la reforma energética de 2013-2014: impulsó la participación de la firma en las rondas de licitación de aguas profundas y en el mercado minorista de gasolinas, y se convirtió en una de las voces más influyentes del sector energético privado como presidente de la AMEXHI (2016-2020, 2024-2025) y del Consejo de Empresas Globales (2021-2023). Economista por el ITAM, con maestrías por Oxford y la Australian Graduate School of Business, antes de Shell trabajó en la SENER, la CRE y la Oficina de la Presidencia.

Su salida marca, simbólicamente, el retiro de las grandes petroleras internacionales que apostaron por la apertura del sector en la era de Peña Nieto. Shell había venido reduciendo de manera constante su presencia en el upstream mexicano conforme el entorno regulatorio se endureció con las políticas energéticas nacionalistas de AMLO. El paso de De la Fuente a Harbour Energy, operadora del campo Zama y del Bloque 30, donde Slim acaba de comprar la participación de TotalEnergies, indica dónde se concentra ahora la actividad del sector privado en el petróleo mexicano: empresas de tamaño medio con contratos heredados de las rondas de licitación.

Chatter Box

El caso de corrupción de CFE International supera su primera prueba de fondo. Un tribunal federal en Houston rechazó el intento de los exdirectivos de CFE International Guillermo Turrent Schnaas y Javier Gutiérrez Becerril de obtener una sentencia sumaria en la demanda por corrupción que la empresa presentó contra ellos en 2022. CFE International alega que entre 2012 y 2018 los directivos favorecieron indebidamente a la texana WhiteWater Midstream en contratos de gas natural, incluidos los llamados West Texas Agreements, que cubrían hasta 1 Bcf/d durante 15 años a partir de 2019. La empresa sostiene que esos acuerdos causaron al grupo CFE daños económicos de al

menos cientos de millones de dólares y busca recuperar las compensaciones pagadas a los exdirectivos, así como daños ejemplares.

El fallo del 10 de agosto no establece que haya habido corrupción, pero elimina una vía importante para que los demandados logren desechar el caso antes del juicio. La jueza Lee H. Rosenthal rechazó su argumento de que CFE International no pudo haber sufrido un daño económico directo porque operaba en la práctica como un centro de costos de su matriz. El litigio continuará, por tanto, hacia el análisis de las acusaciones de fondo, manteniendo el escrutinio sobre la forma en que CFE International negoció algunos de sus mayores acuerdos de gas en Estados Unidos durante la década pasada, y sobre cómo se benefició Whitewater.

A Pemex y la CFE se les está pidiendo mostrar la tarea. El gobierno federal está imponiendo mayores requisitos de divulgación a Pemex, la CFE y sus subsidiarias, como parte de un nuevo decreto que obliga a publicar mensualmente los contratos del gobierno federal. Las reglas van más allá de las adquisiciones: los estados financieros, informes de gestión, documentos corporativos y contratos nacionales e internacionales que involucren a las empresas energéticas del Estado también tendrán que hacerse públicos una vez aprobados por sus consejos de administración. Según la secretaria Anticorrupción, Raquel Buenrostro, los funcionarios ya no tendrán amplia discrecionalidad para reservar información, con excepciones limitadas principalmente a la seguridad nacional y a procedimientos judiciales o administrativos en curso.

La relevancia dependerá de la implementación. Pemex y la CFE están en el centro de algunas de las mayores transacciones de infraestructura, combustibles y electricidad de México, mientras que su nueva naturaleza jurídica y sus programas de inversión en expansión hacen cada vez más importante la visibilidad sobre los contratos. Avanzar hacia una divulgación mensual, y potencialmente incluir información vinculada a registros ante autoridades extranjeras, auditorías y políticas operativas, podría dar mucha mayor visibilidad sobre cómo gastan y contratan las empresas. La verdadera prueba será qué tan ampliamente se interpretan las excepciones permitidas y si la nueva plataforma digital entrega información oportuna y suficientemente detallada para permitir un escrutinio real.

La Esperanza da a la CFE otra ruta hacia las renovables privadas. Inició la construcción de La Esperanza Solar en Escárcega, Campeche, un proyecto fotovoltaico de 420 MW acompañado de un sistema de baterías de 150 MW/750 MWh, desarrollado por el Growth Markets Fund II de Copenhagen Infrastructure Partners. El proyecto alcanzó su cierre financiero con aproximadamente 510 millones de dólares de deuda de un consorcio bancario internacional, además del capital de CIP y del fondo de pensiones mexicano Profuturo. CFE Calificados participa mediante un contrato de suministro eléctrico de largo plazo que da certeza de demanda al proyecto y, al mismo tiempo, suma electricidad renovable al portafolio de suministro de la CFE.

La estructura es notable porque la CFE no necesita desarrollar ni ser propietaria de la planta para ampliar la cantidad de energía renovable que puede comercializar. En cambio, el desarrollador privado asume la carga de inversión y desarrollo, mientras CFE Calificados aporta el contrato de compra de largo plazo que ayuda a hacer posible el

financiamiento. La batería de cinco horas es particularmente relevante para la Península de Yucatán, donde la demanda creciente y las restricciones de la red hacen que el suministro renovable despachable sea más valioso que la generación solar por sí sola. Junto con los propios proyectos de la CFE y el nuevo marco de inversión mixta del gobierno, La Esperanza ilustra otro canal por el cual el capital privado aún puede contribuir al desarrollo de renovables en México.

¿Sheinbaum se enfría con los centros de datos? La presidenta Sheinbaum rechazó la idea de que México deba posicionarse como un centro de alojamiento de IA para el resto del mundo, considerando la cantidad de agua y energía que requieren, en su conferencia de prensa del 18 de agosto. Sin embargo, reconoció que los centros de datos son necesarios para que México avance en el desarrollo de la IA.

Al responder a una pregunta de la AFP que citaba apagones de varias horas en Querétaro y a empresas que, según reportes, advierten que la demanda está superando a la oferta, Sheinbaum pidió a su equipo el reporte diario de interrupciones de la CFE para revisarlo. Los datos recientes de la CFE sobre interrupciones en la región, que cubrimos en nuestra edición anterior, señalan que cayeron 39% en el primer semestre de 2026 frente al primer semestre de 2024, aunque las cifras absolutas y los indicadores SAIDI/SAIFI actualizados siguen pendientes. Querétaro concentra el 72% de la capacidad instalada de centros de datos de México, y estas instalaciones consumen actualmente entre 200 y 300 MW, cifra que podría escalar a 1,300 MW en el corto y mediano plazo.

Sobre la presión de fondo en la red, Sheinbaum culpó a las temperaturas del verano y al uso de aire acondicionado, y señaló que algunas regiones necesitan más inversión en transmisión y distribución que nueva generación. Su solución: 28,000 MW de nueva capacidad planeada, dividida entre renovables y ciclos combinados de gas, más un nuevo esquema de inversión 54% pública / 46% privada, pensado para atraer capital externo manteniendo al Estado en control mayoritario.

Aclaró además que, aunque se están construyendo centros de datos, el crecimiento económico del país no debería depender de ellos; en cambio, deberían ubicarse donde se necesiten y desarrollarse mediante una planeación estratégica, junto con otras inversiones manufactureras.

BP cambia la guardia en México. Angélica Ruiz Celis dejó BP después de ocho años en la empresa, y renunció tanto a la presidencia de BP México como a la vicepresidencia senior para América Latina. Pedro Elío, un veterano de BP con experiencia previa en Shell, InterGen y First Solar, tomará las riendas de la operación mexicana, mientras David Campbell asume la responsabilidad regional para América Latina. Ruiz, una de las ejecutivas más visibles de la industria energética en México, dice que tiene la intención de seguir vinculada al sector a través de posiciones independientes en consejos de administración y proyectos estratégicos.