

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

1

Pemex produce más combustibles, pero va por debajo de su meta

La elaboración de petrolíferos aumentó 32% en un año a poco más de un millón de barriles; solo de gasolina, diésel, turbosina y combustóleo se produjeron poco más de 863,000 barriles diarios, cuando el objetivo marcado en el plan estratégico de la petrolera era de casi 930,000.

La elaboración de combustibles de Petróleos Mexicanos (Pemex) aumentó 32% en un año, ubicándose en 1.039 millones de barriles diarios en octubre, aunque ello derivó en la producción de más combustóleo, cuyo volumen creció 38% en el mismo comparativo, según las últimas Estadísticas de la empresa.

Sin embargo, al sumar la producción de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo únicamente, Pemex reportó un volumen de 863,749 barriles diarios, con lo que va por debajo del estimado de 929,000 barriles por día que se calculó para estos productos durante el 2025 en el Plan Estratégico 2025-2035 de la estatal.

Y en el comparativo mensual, el incremento de producción de todos los petrolíferos fue menor: de sólo 2.1%, mientras en el caso de las gasolinas, con un volumen de 324,746 barriles diarios, se observó una reducción de 10.2% en comparación con septiembre, además de que el volumen de combustóleo elaborado fue de 239,682 barriles por día, con un aumento de 36% en un mes.

Aunque según reporta la empresa, la puesta en marcha de la refinería de Dos Bocas ha levantado sus indicadores, ya que en octubre está produciendo 1.75 veces más petrolíferos que en el mismo mes del 2023, además de que en comparación con el mismo mes del 2018 la elaboración aumentó en 111 por ciento.

Sólo en lo relativo a las gasolinas -que son la tercera parte de lo que refina Pemex- en un año se incrementó en 27% el volumen de producción, mismo que en contraste con el 2018 ha aumentado en 89 por ciento. La elaboración de gasolina Magna de 87 octanos fue de 297,467 barriles por día el décimo mes del año, con un incremento de 18% en un año, pero de 77% en comparación con el 2018 en que cambió la política energética para priorizar la refinación doméstica por encima de las exportaciones de hidrocarburos.

La elaboración de gasolina de mayor octanaje, de marca Premium, es la que mayor incremento ha tenido y aunque tiene participación menor en la oferta de Pemex, con un volumen de 27,279 barriles diarios en octubre tuvo un crecimiento de 528% en un año y de 691% en los últimos siete años.

Entre las promesas del gobierno actual y la anterior administración estuvo reducir la importación de diésel con mayor producción doméstica, y se contó ya con 255,626 barriles diarios de este combustible que tuvo un aumento productivo de 67% en un año y de 206% en relación al 2018. También la turbosina para uso aeronáutico mostró aumentos en su nivel de elaboración: de 52% en un año y de 58% en siete años, ya que se reportaron 43,695 barriles diarios en octubre.

Combustóleo en el sistema

Especialistas y técnicos de Pemex aseguran que a mayor producción de combustibles ligeros, más materiales residuales arrojan las refinerías si no se cuenta con tecnología que requiere inversiones de gran calado, por lo que la política de aumentar el proceso de crudo trae consigo externalidades como más combustóleo, cuya elaboración en octubre fue de 239,682 barriles diarios, con un aumento de 36% en un mes que prácticamente explica la ligera alza de producción de todos los petrolíferos, a pesar de la caída en el nivel de gasolinas.

En un año, la producción de combustóleo de Pemex aumentó 38% -incremento mayor al del conjunto de petrolíferos (32%) y al de las gasolinas (27 por ciento). Y en relación con el 2018, el cambio de política de transformación industrial de Pemex provocó que se pasara de 143,022 barriles diarios de este residual en octubre de 2018, con un aumento de 68% en siete años.

Pemex ha cambiado también la participación de los principales petrolíferos en su oferta y en octubre de 2025 las gasolinas fueron el 31% del total, el diésel el 25% y el combustóleo 23 por ciento. Esto contrasta con el 32.5% que aportaron las gasolinas en 2024, en que el diésel fue 19.5% y el combustóleo tuvo una menor presencia, de 22 por ciento. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

2

Precios del petróleo suben ante pesimismo sobre negociación para solucionar el conflicto en Ucrania

Los operadores esperan la reunión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (Opep+) el domingo.

Los precios del petróleo cerraron el viernes con caídas debido a que los operadores dudan de un eventual fin del conflicto entre Rusia y Ucrania.

El barril de **Brent del mar del Norte** para entrega en enero cedió un 0.22% hasta los 63.2 dólares.

El barril de **West Texas Intermediate (WTI)** para entrega en el mismo mes perdió un 0.17%, para cerrar a 58.55 dólares. "Las esperanzas de un final de la guerra en Ucrania han ejercido presión sobre los precios del petróleo" en los últimos días, ya que "un alto el fuego probablemente pondría fin a los ataques recíprocos contra las infraestructuras petroleras y las sanciones (contra Rusia, ndr) podrían relajarse", explicó en una nota Barbara Lambrecht, de Commerzbank.

Eso aumentaría la oferta de crudo disponible en el mercado, lo cual **presiona a la baja los precios**.

"Sin embargo, parece poco probable que las partes lleguen rápidamente a un acuerdo", añadió.

Paralelamente, los operadores esperan la reunión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y sus aliados (Opep+) el domingo.

La Opep+ "debería reiterar su intención de suspender los aumentos de producción" en el primer trimestre de 2026, "para aliviar la presión bajista sobre los precios del petróleo", estima Ipek Ozkardeskaya, analista de Swissquote. El Economista

CNE niega permiso de ducto a México FLNG Onshore y complica su puesta en marcha

La CNE negó a México FLNG Onshore (filial de New Fortress Energy) el permiso de transporte por ducto. Podrán reaplicar; el Fast LNG 1 off-shore sigue aparte.

Golpe regulatorio para el plan **onshore** de **New Fortress Energy (NFE)** en Tamaulipas: la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** negó a la filial **México FLNG Onshore** el **permiso de transporte por ducto de gas natural**, con el argumento de **inconsistencias técnicas** en la solicitud. La propia **SENER** señaló que la empresa **puede volver a presentar** la petición con la documentación y el **aprovechamiento** correspondientes.

La decisión **no** afecta el **Fast LNG 1 costa afuera** —el módulo flotante que ya cuenta con **autorización de exportación** del **Departamento de Energía** de los Estados Unidos para despachar a países **no-FTA**—, pero sí **complica** la hoja de ruta del **proyecto terrestre** que NFE promueve en **Altamira**. Para los inversionistas, significa un **riesgo de calendario** y un posible aumento en los **costos**, ya que sin la autorización del ducto se complica la **integración** de gas y la **logística** de la planta quedan **en pausa**.

No es el primer tropiezo para el proyecto. Reportes de **BNamericas** ya habían documentado **rechazos** previos a solicitudes de **comercialización** y otros permisos relacionados con el **plan onshore** de NFE en México, en medio de un entorno regulatorio **más estricto** y de **reordenamiento institucional**. En esta ocasión, la **CNE** invocó **fallas técnicas** en el expediente, lo que abre la puerta a que la empresa **corrija y reaplique**.

¿Por qué importa para el mercado? Porque el **ecosistema LNG** mexicano camina sobre **dos rieles: proyectos offshore** (módulos flotantes) que avanzan con **marina/puerto** y licencias ambientales específicas, y **proyectos onshore** que dependen de una **cadena de permisos (ductos, almacenamiento, transporte, comercialización)** y de **interconexiones** a la red de gas. Cada negativa **reemplantea** el gatso de capital en contratos, así como las **fechas** de entrada comercial del proyecto. OGM



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

3

Trion reporta 43% de avance

Woodside Energy reporta un 43% de avance en Trion, al cierre de octubre y la perforación en el primer trimestre de los trabajos de perforación.

El proyecto Trion, primer desarrollo de **aguas profundas** de México, atraviesa su momento de inflexión: **Woodside Energy** y **Pemex** informaron un 43% de avance al cierre de octubre, con **inicio de campaña de perforación** frente a Tamaulipas en el **primer trimestre de 2026**. La hoja de ruta mantiene el **primer barril de crudo para 2028**.

Según la información publicada por la petrolera australiana, Trion se ubica en el **Cinturón Plegado Perdido, con un tirante de agua de 2,500 metros y a 180 kilómetros** de la costa y **30 kilómetros** al sur de la frontera marítima con Estados Unidos. El proyecto representa la **primera producción** comercial de México en aguas profundas y podría **anclar** futuros descubrimientos una vez que se termine la infraestructura.

En cifras conocidas por el mercado, la **inversión** total se ha ubicado alrededor de los **11,000 millones** de dólares, con una **capacidad** esperada en torno a **100 a 120 mil barriles diarios** en su pico, dependiendo de la curva de pozos y del rendimiento de los sistemas de producción.

Trion se apoya en una **cadena de suministro** global que ya está bajo presión: **árboles submarinos, umbilicales, riser/tubería y equipos de perforación** compiten por capacidad en un ciclo de mercado **ajustado**. El proyecto requiere **logística costa afuera** robusta, basada en Tamaulipas, gestión de **HSE** y un **régimen de clima** complejo en temporada de frentes fríos. Woodside ha anunciado **contratos** para su **shore base** y recibió **aprobaciones regulatorias** clave hace unos meses.

Además de volumen y renta, Trion prueba **capacidades** desde **ingeniería y operación en aguas profundas**, hasta **proveeduría** nacional y empleo calificado. Para universidades y centros técnicos, es una oportunidad que nuestro país no había consolidado y abre la puerta a futuros desarrollos. EAD

CENAGAS empuja un almacenamiento para más de 10 días

CENAGAS trazó la meta de más de 10 días de almacenamiento estratégico, con proyectos en norte, centro y sur. Hoy México opera con inventarios de 2.5 días.

Algo que ya todos conocemos es que México depende del gas de Estados Unidos y opera con inventarios mínimos. La novedad es que el **Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)** ya puso **fecha y dirección** a un giro que el sector viene pidiendo desde hace años: elevar los inventarios a **más de 10 días** de consumo nacional y hacerlo con una **red de almacenamiento** repartida en **tres zonas —norte, centro y sur—** para balancear el SISTRANGAS y cubrir emergencias. La autoridad lo planteó como **objetivo explícito** dentro de su planeación, y así lo han recogido medios y analistas.

¿Por qué **10 días** y por qué ahora? Porque, incluso en 2025, el país sigue en torno a **2.5 días** de inventario equivalente, muy por debajo de los estándares de los países que basan su sector eléctrico e industrial en el gas. El **Plan Quinquenal** actualizado describe un **pipeline** de proyectos que permitirían cerrar esa brecha, combinando cavernas salinas, yacimientos agotados y terminales de apoyo logístico. La **meta** es pasar de **2.5 a más de 10 días** en el horizonte 2025–2035.

El **diseño en tres zonas** no es capricho, por qué el **norte** protege el corredor **Permian–Waha** (la principal puerta de entrada del gas a México) ante mantenimientos o cuellos de ductos; el **centro** respalda la demanda industrial y termoeléctrica del Bajío–Centro Occidente; y el **sur** compensa la **fragilidad logística** de la región, donde la disponibilidad de capacidad firme y la calidad de servicio son más sensibles a eventos. En términos operativos, la segmentación **acorta tiempos de respuesta** y reduce el riesgo de **aislamientos** de red.

El **riesgo que busca cubrir** no es teórico. En los últimos 24 meses, México ha sufrido **picos de volatilidad** en el hub **Waha** (Texas) y **episodios** de menores flujos transfronterizos por mantenimientos o congestiones. Cada evento se traduce en **nominaciones recortadas**, precios erráticos y tensión para **generadores eléctricos, industria y comercializadores**. Con inventarios estratégicos, el país podría **amortiguar** esas ondas y **ganar tiempo** para reposicionar compras, reencaminar molécula o activar swaps.

¿De dónde saldrá el gas y qué **infraestructura se requiere**? Las opciones incluyen **cavernas salinas** —con tiempos de desarrollo competitivos para **entradas y salidas rápidas**— y **yacimientos agotados** —con mayor volumen útil, pero condicionados a integridad y permeabilidad—.

El **Plan Quinquenal** y los **estudios de ingeniería** en curso determinan ubicaciones y escalas. Lo crucial es el **encaje** con la **red troncal y laterales** del SISTRANGAS, además de los **acuerdos** de capacidad para darles **rol “estratégico”** (no especulativo) en el despacho. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

4

80 años de evolución: el papel de Schneider Electric en la automatización, electrificación y sostenibilidad industrial

Caroline Hoarau, directora de Automatización Industrial y Usuarios Finales en Schneider Electric México y Centroamérica, detalla el enfoque de la empresa en productos, software y consultoría para lograr operaciones industriales sostenibles, digitales y eficientes sin comprometer la rentabilidad.

En el marco de su 80 aniversario en México, Caroline Hoarau, explicó cómo la compañía ha transformado su oferta para atender las exigencias de productividad y sostenibilidad.

“Hoy en día este viaje nos ha llevado a ser realmente un socio estratégico para la transformación digital e industrial”, señaló Hoarau, al referirse al enfoque de la empresa en tres ejes clave: productos, software y servicios de consultoría.

Soluciones inteligentes desde el producto

En el portafolio de Schneider Electric destacan soluciones tecnológicas diseñadas para mejorar la calidad de la electricidad, mitigar armónicos y optimizar el consumo. Entre ellas, se encuentra AccuSine™ EVC Plus que permite un uso más eficiente de la energía eléctrica, reduciendo pérdidas y estabilizando el suministro.

Otro ejemplo relevante es el desarrollo de microredes inteligentes, integrando generación distribuida con fuentes renovables y algoritmos de control que permiten aprovechar la energía en momentos estratégicos, reduciendo picos de demanda y costos operativos.

También destaca el PanelSet, un producto fabricado con 50 % de acero reciclado y energía renovable, lo que lo convierte en una solución integral tanto en desempeño técnico como en huella ambiental.

Software para el monitoreo y la anticipación

El segundo eje es el software. Con herramientas como Power Monitoring Expert, Schneider Electric permite el monitoreo en tiempo real del consumo energético y de la calidad eléctrica, proporcionando visibilidad detallada para una toma de decisiones más informada.

Otra solución es EcoStruxure™ Asset Advisor, enfocada en el mantenimiento predictivo. Este sistema analiza señales del comportamiento de los equipos eléctricos y permite intervenir en el momento oportuno. Además, la empresa ha incorporado el software EcoStruxure™ Machine Expert Twin para simular líneas de producción y validar diseños antes de implementarlos, reduciendo riesgos desde la planeación.

Consultoría técnica para eficiencia energética

El tercer eje, de consultoría especializada, brinda acompañamiento directo a las empresas en aspectos clave como medición de huella de carbono, estrategias de eficiencia energética y adquisición de energía. “Ya contamos con servicios de consultoría... donde necesitamos esta guía”, explicó Hoarau.

Anticipando el ITM 2025

Sobre su participación en ITM 2025, Hoarau adelantó:

“Sí, llevaremos un portafolio que refleja la evolución hacia una manufactura más inteligente, automatizada y sostenible.” Entre las soluciones destacadas están:

- Lexium Cobot, que demuestra cómo la robótica colaborativa puede integrarse de forma segura en líneas de producción.
- EcoStruxure™ Service Plan y Asset Advisor, que transforman el mantenimiento tradicional en uno predictivo.
- PanelSet, fabricado con acero reciclado y energía renovable.
- EcoStruxure™ Automation Expert, plataforma de automatización universal que desacopla hardware y software para modernizar sin interrumpir.

“Que no esperen el momento perfecto para innovar: el momento es ahora. La automatización inteligente y la digitalización no solo reducen costos, también aumentan la resiliencia y continuidad”, concluyó. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

5

NDC 3.0: la nueva agenda climática que obligará a rehacer la logística y las flotas de carga en México

La NDC 3.0 de México fija recortes de emisiones a 2035 y cero neto a 2050, presionando a transporte y logística a electrificar flotas y volverse resilientes.

México llegó a la **COP30** con un documento bajo el brazo que, aunque parece técnico, va a cambiar la forma en que se mueven bienes y personas en el país: la **Contribución Determinada a Nivel Nacional 3.0 (NDC 3.0)**. Detrás de las cifras de reducción de emisiones hay un mensaje claro para transporte y logística: **el modelo actual está viviendo tiempo extra**.

La NDC 3.0 compromete a México a alcanzar **cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050** y a reducir entre **31% y 37% las emisiones netas para 2035**, respecto al escenario tendencial. También reafirma que, hacia 2030, al menos **38.5% de la generación eléctrica** deberá provenir de **energías limpias**.

Todo esto se discute mientras el país impulsa el **Plan México**, una estrategia para atraer inversiones industriales y de infraestructura que, de entrada, **eleva la demanda de energía y transporte**, especialmente en corredores ligados al nearshoring.

Aunque la NDC 3.0 cubre sectores como energía, industria, agricultura y bosques, para la comunidad logística hay un dato que no puede ignorarse: **el transporte de carga es uno de los principales responsables del crecimiento de emisiones en México**.

A nivel global, diversos estudios estiman que el **movimiento de mercancías por carretera se duplicará en las próximas décadas**, si no hay cambios estructurales.

En el caso mexicano, esto implica que:

Más **tráilers, tortons y camiones urbanos** circularán cada año para seguir abasteciendo manufactura, comercio electrónico y cadenas de exportación. Si nada cambia, la **huella de carbono del sistema logístico** crecerá justo cuando el país se comprometió a recortarla.

La NDC 3.0 no trae una lista detallada de medidas por sector, pero sí marca la **dirección de viaje**: más eficiencia energética, electrificación progresiva y resiliencia frente a eventos climáticos extremos.

Al cruzar el contenido de la NDC 3.0 con las tendencias globales en logística baja en carbono, se pueden anticipar al menos cuatro grandes líneas de presión sobre el sector:

1. Electrificación y combustibles alternativos

- Electrificación de flotas urbanas y de última milla.
- Pilotos con camiones de mediana distancia eléctricos o híbridos.

- Experimentos con biocombustibles o hidrógeno en segmentos específicos.

2. Eficiencia logística dura

- Políticas para **reducir kilómetros vacíos**, optimizar rutas y consolidar cargas.
- Incentivos o exigencias para mejorar **factor de carga**, uso de doble remolque donde sea eficiente y seguro, y coordinación multimodal.

3. Ciudades más estrictas

- Municipios y zonas metropolitanas podrían avanzar hacia **zonas de bajas emisiones**, restricciones horarias y requisitos de tecnología mínima para acceder a ciertos polígonos.

4. Resiliencia climática

- Planes de continuidad operativa ante **inundaciones, olas de calor, incendios y desastres** que ya afectan carreteras, puertos y patios.

Nada de esto aparece como decreto mañana, pero la dirección está fijada: **los inventarios nacionales de emisiones serán el termómetro** que indique qué tan rápido se tienen que mover las regulaciones y los incentivos.

La NDC 3.0 se aprobó al mismo tiempo que México promociona el **Plan México** para atraer megaproyectos de nearshoring, data centers, parques industriales y nuevos corredores logísticos.

Esto genera una tensión evidente: Cada nueva planta, parque o centro de distribución trae **más camiones, más energía y más emisiones**. Pero el país se comprometió a **recortarlas de manera drástica** en menos de 10 años.

La única forma de cuadrar la ecuación será que **la logística que crece sea, al mismo tiempo, mucho más limpia y eficiente**.

Aunque la NDC 3.0 parezca lejana para operadores de flota, 3PL y dueños de centros de distribución, sus efectos empezarán a colarse rápidamente en: **Contratos con multinacionales**, que ya exigen reportar emisiones de Alcance 3 (cadena de suministro) y pedirán planes claros de reducción. **Planes estatales y municipales** de movilidad y calidad del aire, que usarán la NDC como paraguas para endurecer reglas. **Esquemas de financiamiento**, donde bancos y fondos valoran cada vez más la huella de carbono de proyectos logísticos.

Para el sector, mitigar emisiones ya no será un tema de "responsabilidad social", sino de **competitividad**: quien no pueda demostrar avances quedará fuera de ciertos clientes, rutas o financiamientos. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

Electricidad se dispara 20.7% en la quincena: por qué el fin del subsidio pega ya a tu recibo

La electricidad subió 20.7% en la primera quincena de noviembre, detonando el INPC anual a 3.61%. El golpe viene del fin del subsidio estacional en 11 ciudades. El INEGI confirmó que, en la primera quincena de noviembre, la electricidad fue el genérico con mayor variación de precios: +20.70% quincenal e incidencia de 0.280 puntos sobre la inflación. En el mismo reporte, la inflación general anual se ubicó en 3.61%, con la no subyacente presionada por energéticos y tarifas tras el fin del subsidio de verano en 11 ciudades. El dato es relevante para hogares y negocios: el ajuste llega directo a los recibos.

El boletín mostró, además, qué entidades y ciudades resintieron más la quincena: Sinaloa (+3.29%), Sonora (+3.19%), Baja California Sur (+1.89%) y Baja California (+1.41%) estuvieron por arriba del promedio; entre ciudades, Esperanza (Sonora), Culiacán y Hermosillo lideraron los aumentos. El patrón es consistente con el retiro del apoyo estacional y con el cierre del año, cuando sube el consumo eléctrico en ciertas regiones.

¿Qué significa esto para la planeación 2026? Primero, que el costo energético de comercios y servicios—particularmente climatización y refrigeración—exigirá estrategias de ahorro y eficiencia (medición, iluminación LED, gestión de picos). Segundo, que usuarios calificados y consumidores industriales con contratos indexados a nodos o combustibles deben revisar su cobertura y cláusulas ante un 2026 con volatilidad de gas y mantenimientos en ductos que impactan el hub Waha (Permian). Tercero, que gobiernos locales con clima cálido podrían explorar diseños tarifarios y programas de respuesta a la demanda para mitigar picos estacionales. (Contexto técnico y de mercado).

Para el consumidor residencial, el golpe de 20.7% no se traduce igual en todos los hogares: depende del patrón de consumo, la tarifa aplicable y el clima. En estados fronterizos o del noroeste, el fin del subsidio de verano suele rebotar con fuerza. Para comercios pequeños (tiendas, restauración), una medida inmediata es aplanar la demanda—evitar picos—y calibrar la potencia contratada. (Guías públicas y experiencias sectoriales corroboran la utilidad de estas prácticas).

El INEGI también reportó que la inflación subyacente anual quedó en 4.32% y la no subyacente en 1.29%; la primera quincena mostró 0.47% quincenal en el índice general. Aunque el Buen Fin presionó a la baja algunas mercancías, la electricidad y el transporte público elevaron la medición. El pulso para diciembre dependerá de la temperatura, la cesta regulada y la dinámica de combustibles. Lectura de negocio: el choque tarifario de noviembre obliga a recalibrar presupuestos 2026. Las empresas con consumo intensivo deben cerrar coberturas, acelerar eficiencia y—si procede—evaluar PPAs y baterías para suavizar picos y costos. OGM

Microsoft acelera PPAs en México: 270 MW solares con Powertrust y un mercado de data centers sediento de 1.5 GW

Microsoft y Powertrust desplegarán 270 MW solares en México y Brasil. En paralelo, MEXDC proyecta 1,516 MW de capacidad en data centers a 2030: energía es el cuello.

El apetito corporativo por energía limpia en México sumó un nuevo capítulo: Microsoft y Powertrust anunciaron una colaboración para desplegar 270 MW de solar distribuida en México y Brasil durante los próximos años. La iniciativa, con énfasis en impacto comunitario y adicionalidad, se integra a la estrategia global de la tecnológica para abastecer con energía renovable su expansión en la nube y servicios de IA.

El movimiento llega cuando el mercado mexicano de centros de datos vive su mayor ciclo de inversión: la Asociación Mexicana de Data Centers (MEXDC) estima 1,516 MW de capacidad instalada adicional hacia 2030, con ~US\$18,000 millones de inversión directa. La cifra resume el tirón de nube, IA y edge, pero también subraya el cuello de botella energético: disponibilidad de capacidad eléctrica, transmisión y tiempos de conexión.

En este contexto, los PPAs corporativos son la llave para anclar proyectos solares y, crecientemente, baterías. Para hyperscalers y colocation, firmar contratos de largo plazo (con garantías y perfiles horarios) permite gestionar riesgo, descarbonizar cargas y abrir espacio en la planeación de red. La colaboración Microsoft–Powertrust, además, se enfoca en generación distribuida, un segmento que puede acortar plazos y diversificar nodos de inyección, siempre que la regulación y la capacidad local lo permitan.

La señal no es aislada: Microsoft viene cerrando PPAs en otros mercados para cubrir nuevas regiones y cargas de IA. La dinámica sugiere que, en México, el pipeline corporativo se moverá a modelos solar + BESS (2–4 horas) para atender puntas y perfiles compatibles con SLA de data centers. A esto se suma el requerimiento sistémico: MEXDC y medios sectoriales reiteran que el país necesita red y capacidad firme a la altura del boom digital.

Implicaciones para el ecosistema local

- **Desarrolladores y EPCs:** oportunidad en carteras DG y utility-scale con offtakers corporativos; mayor peso de almacenamiento para entregar perfiles firmes.
- **Estados “hot”** (Querétaro, NL, Estado de México, Jalisco, Sonora): competirán por capacidad y tiempos de conexión, con políticas para agilizar permisos y suelo. (Cobertura sectorial MEXDC).
- **Financiamiento:** apetito por contratos bancables con escalamiento de BESS y cláusulas de reliability específicas para cargas críticas. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

01 de diciembre de 2025

7

La CFE aplica tarifa exclusiva por temporada de invierno: estos serán los mexicanos que pagarán la luz más barato

La CFE cobrará más barato el servicio de la luz, dada la tarifa de invierno en México. Los usuarios de algunas zonas pagarán un precio especial, en caso de cumplir con los requisitos obligatorios.

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** habilitó la **tarifa de invierno en México**, la cual impacta de forma directa en el **costo del servicio eléctrico**. Se trata de un **descuento exclusivo** para los **consumidores** que viven en zonas afectadas por **clima frío**.

Durante estos meses de **bajas temperaturas**, el organismo ofrece una rebaja en el **precio de la luz**. Este esquema busca compensar el incremento que suele presentarse al finalizar el **subsidio** aplicado en verano.

Conoce los detalles del [subsidio de la luz](#) y aplica al **beneficio de la CFE**, en caso de cumplir con los requisitos obligatorios. Solo de esta manera podrás **pagar la electricidad más barata**.

¿Qué son las tarifas especiales?

Cuando termina la **temporada de calor** también concluye el **subsidio por altas temperaturas**, lo que modifica el cálculo del consumo y puede elevar el **monto del recibo**. Por este motivo, de octubre a marzo se activa una [tarifa con rangos preferenciales](#) para que el ajuste en el pago sea gradual y los usuarios no sufran incrementos bruscos.

En el caso de Tabasco, **no es necesario aplicar a la tarifa 1F**, ya que **el acceso es automático** durante toda la temporada de frío. Esto es posible gracias a los acuerdos entre el gobierno estatal y el organismo.

¿Qué estado de México es más barato?

Respecto al costo de la luz, Tabasco es la única entidad beneficiada por la CFE. Aunque el anuncio se difundió a nivel nacional, el esquema de [tarifa invernal 2025-2026](#) solo se implementará en este estado, de acuerdo con los convenios firmados entre el Gobierno estatal y la CFE.

El Gobierno de Tabasco reportó que 543,000 viviendas accederán al beneficio, vigente de octubre de 2025 a marzo de 2026. El acuerdo garantiza un costo reducido por kilowatt-hora a pesar de que el **subsidio de verano** ya no se encuentra activo.

¿Cómo pagar menos en CFE?

Según la autoridad local, algunas familias ven hasta una reducción del 50% en su recibo, dependiendo de su **consumo** y de la **tarifa asignada**. Para cubrir este apoyo, se destinan más de 457 millones de pesos durante los seis meses que comprende la medida.

¿La CFE da descuento en todo el país?

Ni la CFE ni otros gobiernos estatales anunciaron programas similares para esta temporada. Aunque en años anteriores entidades como **Sonora** obtuvieron [tarifas especiales](#), no existe confirmación de que vuelvan a aplicarse próximamente.

Por ahora, Tabasco es la única entidad con un apoyo vigente en invierno, mientras que el resto del país continúa bajo el **esquema regular de tarifas eléctricas**. Si surgen nuevos convenios, las autoridades actualizarán la información. El Cronista

