NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de octubre de 2026

1

Lo mejor se exporta, lo peor se refina

Resumen

En 33 años, el margen de operación del Sistema Nacional de Refinación (SNR) pasó de **−1.5 a −39.3 dólares por barril;** la utilización cayó de **84% a 36%** y el crudo pesado que recibe pasó de **22 a 13–17 °API.** Con el estado de resultados reconstruido refinería por refinería, sin IEPS y conciliado al peso con las cifras oficiales, este estudio muestra que el deterioro no lo explican el mercado ni la deuda, sino la operación. Su causa principal es el cambio de crudo: el Ku-Maloob-Zaap sustituyó al Maya de Cantarell, el Maya de especificación se exporta y al SNR le queda el pesado que no cabe. El abandono del mantenimiento agrava el daño. Las refinerías de complejidad FCC, que casi no cambiaron de crudo, perdieron 31 puntos de utilización; Madero y Minatitlán, las que más asfaltenos recibieron, 42 y 60. El combustóleo de más costó hasta **5,400 millones de dólares** en 2017–2024. La solución principal es cambiar la calidad del crudo: se requieren entre **250 y 370 mil barriles diarios de crudo ligero,** nacional o importado.

Por qué hicimos este estudio

En 33 años, el margen de operación del SNR pasó de −1.5 dólares por barril con Salinas a −39.3 con López Obrador. Hoy, cada barril que entra a una refinería de Pemex sale con una pérdida operativa 26 veces mayor que a principios de los noventa. Las explicaciones habituales son la falta de presupuesto, la corrupción y los precios internacionales, y ninguna resiste los datos. Quisimos responder con números una pregunta sencilla: ¿qué cambió dentro de las refinerías?

Para eso reconstruimos el estado de resultados de cada una de las siete refinerías desde 1993. La suma de las siete coincide al peso con el margen oficial de Refinación en los 34 periodos anuales, de 1993 al primer semestre de 2026. Usamos la Base de Datos Institucional (BDI) de Pemex, los estados financieros dictaminados, las Memorias de Labores, las formas 20-F ante la SEC y los registros de importación de la EIA, cargamento por cargamento.

Hubo que corregir una distorsión de origen: el IEPS. Hasta 2005, el estado de resultados de Refinación incluía el IEPS dentro de las ventas y del margen bruto; en 2002 fueron 118 mil millones de pesos que inflaban un resultado que en realidad era dinero de Hacienda. De 2006 a 2015, cuando el IEPS fue negativo, Pemex registró el subsidio como «otros ingresos», abajo del margen. Desde 2016 las ventas ya se reportan sin IEPS. Por eso lo quitamos en todos los años: solo así las cifras de 1993 se pueden comparar con las de 2026.

Primera etapa: descartar al mercado y a la deuda

Lo primero fue separar lo que Pemex no controla de lo que sí. El margen sobre crudo mide lo que valen los productos menos lo que cuesta el crudo a precios de mercado, y fue positivo todos los años: entre **0.8 y 17 dólares por barril,** sin tendencia a la baja. El diferencial entre productos y crudo se mantuvo entre 5 y 10 dólares en todos los sexenios. El mercado sí paga.

Lo que destruye el margen es el resto del costo de ventas: personal, mantenimiento, energía, depreciación y paros. Ese renglón pasó de **−4 dólares por barril con Salinas a −36 con López Obrador.** Lo financiero es secundario: solo pesa en 2008 y en 2024, por pérdidas cambiarias. Aun sin deuda, las refinerías pierden en su operación.

Segunda etapa: el mecanismo físico, los asfaltenos

Si el problema es interno, había que buscar qué cambió en la materia prima. La respuesta está en los ensayos de laboratorio (Tabla 2). El Ku-Maloob-Zaap, que sustituyó a Cantarell como fuente del crudo pesado, tiene **10 veces los asfaltenos del Istmo,** 11 veces sus metales, 4 veces su carbón Conradson y 1.6 veces los asfaltenos del Maya. Cadereyta, Salina Cruz y Tula se diseñaron en los setenta para 100% Istmo; las reconfiguraciones de 1999–2011 se hicieron para el Maya de especificación, no para el Maloob.

La literatura técnica es clara sobre lo que ocurre cuando una destiladora recibe un crudo para el que no fue diseñada. Golden, Barletta y White (Process Consulting Services, PTQ 2012) documentan cuatro efectos:

- corridas de menos de un año, contra 4 a 6 de diseño;
- cortes reales de vacío de 510 °C en lugar de 565 °C;
- alrededor de 10% más residuo de vacío;
- pérdidas de más de 35 millones de dólares al año por cada 1,000 barriles diarios de gasóleo que terminan en la coquizadora.

Los asfaltenos precipitan al mezclar crudos, ensucian el tren de precalentamiento, forman coque dentro de los tubos de los hornos y tapan los platos de las columnas.

Tercera etapa: el orden de los hechos

La prueba más fuerte de causalidad es la cronología (Figura 3):

- **2000–2005:** con las reconfiguraciones, el crudo pesado sube de 27% a 41% de la carga del SNR y el margen pasa de −1 a −9 dólares por barril.

- **2006–2010:** llega el Maloob. El pesado que recibe el SNR baja de 22 a unos 14 °API, con mínimos de 13.7 en 2010 y 13.5 en 2023. La utilización todavía estaba en 82–84%: primero llegó el crudo.
- **2011–2019:** la utilización se desploma de 77% a 36% y el margen se instala entre −14 y −22 dólares.
- **2020–2025:** el margen llega al fondo, de −35 a −50 dólares, con utilización de 36% a 55%.

La correlación entre la proporción de crudo pesado y el margen es de −0.82; entre el Ku-Maloob-Zaap y la utilización, de −0.90, con 2 a 3 años de rezago. Año contra año no hay correlación, porque el crudo no actúa de golpe: es daño acumulado en el equipo.

Cuarta etapa: lo mejor se exporta

¿Por qué al SNR le llegó ese crudo? Los registros de la EIA muestran que el cliente de Estados Unidos recibe un Maya en especificación o muy cerca: **22.3 °API en 1986–1997, 20.3 a 20.9 en 2010–2018 y 21.4 en 2025.** Aun así, el problema ya se nota afuera: los cargamentos de menos de 18 °API pasaron de 0–5% antes de 2009 a 10–30% en 2010–2024. Lo que no cabe en especificación se queda en casa, y el SNR recibe un pesado de 13 a 17 °API.

No es solo una decisión de asignación. El balance de crudo muestra que el Ku-Maloob-Zaap pasó de 13% del pesado en 2005 a **55–65%,** mientras Cantarell, el origen del Maya, cayó de 85% a 11–16%. El crudo ligero disponible para mezclar es apenas 0–24%. Desde 2009 la mezcla queda en 15–18 °API y 14–17% de asfaltenos. No hay crudo para hacer Maya para todos: el de especificación se exporta y el resto se refina.

El balance tampoco cierra sin los condensados. En 2023, las cifras oficiales implicarían haber exportado y refinado 228 mil barriles diarios más de lo producido. Según el balance, el condensado equivaldría a 56%, 77% y 98% del «Istmo» y el «Olmeca» exportados en 2023, 2024 y 2025; es una inferencia, porque Pemex no publica la composición de los cargamentos.

Una precisión importante: **el condensado no es carga de refinación.** Pasa directo al pool de gasolinas, baja el octano y ocupa capacidad de los equipos sin aportar conversión. Su destino natural es la petroquímica o la exportación, no las refinerías. Por eso el ligero que realmente puede corregir la mezcla del SNR es todavía menos de lo que parece.

Quinta etapa: el residuo se vuelve combustóleo

El efecto más directo en el estado de resultados está en el rendimiento de productos. El residuo de vacío es de 10% en el Olmeca, 20.5% en el Istmo, 37.7% en el Maya y **52% en el Maloob:** con el Maloob, más de la mitad del barril es residuo pesado (Figura 5).

- **Antes de las coquizadoras (1993–2002):** el SNR producía 32–35% de combustóleo.
- **Con las coquizadoras de Cadereyta (2003), Madero (2002) y Minatitlán (2011):** el combustóleo bajó a 22–24% en 2012–2015; esas tres refinerías llegaron a producir solo 4–11%.
- **2017–2024:** el efecto se diluyó y el SNR regresó a 28–34%, con un máximo de 34.3% en 2021. Cadereyta subió a 11–19%, Madero a 18–42% y Minatitlán a 8–45%, reflejo de severos problemas operativos en esas unidades.
- **Diésel:** cayó de 25–27% a 16.5–17% en 2021–2023.

En 2025 y 2026 el combustóleo baja a 20.5% y 16.7%, con la entrada de las coquizadoras de Dos Bocas y Tula.

El impacto en el margen de operación

El combustóleo se vende en promedio **11 dólares por barril por debajo del crudo** del que sale (2017–2024). Solo por eso, el SNR perdió **7,300 millones de dólares** en esos ocho años. La gasolina y el diésel, en cambio, se venden entre 17 y 45 dólares por encima del crudo.

En 2017–2024 el SNR produjo 130 millones de barriles de combustóleo por encima del 24% que alcanzó tras las reconfiguraciones. Si ese residuo se hubiera convertido en gasolina y diésel, habría capturado hasta **5,400 millones de dólares** más: hasta 4.8 dólares por barril procesado en 2022 y 2023.

A eso se suma el costo de la confiabilidad. El Libro Blanco de Pemex Refinación registra **485 plantas paradas en 2011, de las cuales solo 47 estaban programadas,** y paros no programados que costaron 420 millones de dólares en 2010. Pemex cumple apenas 36–57% de sus reparaciones mayores (35.5% en 2024), contra metas de 75–86%. Sus propios informes anuales de 2014 a 2024 reconocen fallas por «la recepción de crudos con problemas de calidad» y daños en intercambiadores, calentadores y reactores de Madero, Minatitlán, Tula, Salamanca, Cadereyta y Salina Cruz.

Con la mitad de la capacidad ociosa, los costos fijos se reparten entre la mitad de los barriles. Así el margen de operación pasa de −1.5 a −39.3 dólares por barril.

Crudo contra abandono: la prueba de las siete refinerías

¿Es el crudo o es el abandono? Comparamos las refinerías entre sí, de 1993–1997 a 2021–2025 (Tabla 3 y Figura 7). Salina Cruz, Salamanca y Tula, **refinerías de complejidad FCC,** casi no cambiaron su proporción de crudo pesado y perdieron en promedio **31 puntos de utilización:** esa es la medida del abandono. Madero y Minatitlán, las que más asfaltenos recibieron, perdieron **42 y 60 puntos:** la caída adicional corresponde al crudo extrapesado. La separación es conservadora, porque las refinerías de complejidad FCC también recibieron un pesado peor.

En margen, Madero y Minatitlán son las peores del sistema, con −50 y −55 dólares por barril en 2017–2025; son las que más pesado procesaban: 95% y 82% de su carga en 2013–2018. El diagnóstico no depende de cómo se repartan los costos: en las seis combinaciones de llaves de reparto probadas, ambas son las dos peores, con una correlación de rangos de 0.82 a 1.00 contra el caso base. **El crudo extrapesado es la causa principal del deterioro y el abandono refuerza la precariedad.**

La situación actual: Dos Bocas ya lo está viviendo

La refinería Olmeca, en Dos Bocas, es la prueba más reciente. Es nueva y no carga con décadas de abandono. Se diseñó para un Maya de 21–22 °API con 3.4% de azufre, y recibe el pesado del SNR: 15–17 °API, 4.4–4.7% de azufre y 15.7–17.0% de asfaltenos. Su utilización anual fue de 14% en 2024, 43% en 2025 y 56% en lo que va de 2026, con un mejor mes de 77%. Pemex reportó a la SEC que la refinería suspendió operaciones de diciembre de 2024 a finales de febrero de 2025 por «problemas con los parámetros de calidad del crudo».

En conjunto, el SNR opera a 52% de su capacidad con Sheinbaum, lejos de su equilibrio de 70%, y el margen de operación de 2025 y el primer semestre de 2026 sigue en −34 dólares por barril. Las coquizadoras de Tula y Dos Bocas ya bajaron el combustóleo, pero sin el crudo adecuado repetirán el camino de Madero y Minatitlán: un buen arranque que se diluye en pocos años.

Conclusiones

- **No lo explica el mercado.** El diferencial de mercado fue positivo todos los años; el margen de operación pasó de −1.5 a −39 dólares por barril por causas internas.
- **Primero cambió el crudo.** Con el relevo de Cantarell por Ku-Maloob-Zaap, el pesado del SNR cayó de 22 a unos 14 °API en 2006–2010, cuando la utilización todavía era de 82–84%.
- **Lo mejor se exporta, lo peor se refina.** El Maya de especificación va a Estados Unidos; al SNR le queda el pesado que no cabe. No hay ligero suficiente para corregirlo: es estructural.
- **El residuo se vuelve combustóleo.** El combustóleo regresó a 28–34% y se vende 11 dólares por barril debajo del crudo: hasta 5,400 millones de dólares de valor perdido en 2017–2024.
- **Las plantas no se adaptaron y dejaron de repararse.** 485 plantas paradas en 2011, solo 47 programadas; apenas 36–57% de las reparaciones mayores.
- **El crudo es la causa principal; el abandono la agrava.** Las refinerías de complejidad FCC perdieron 31 puntos de utilización; Madero y Minatitlán, 42 y 60. Dos Bocas, nueva, no pasa de 56%.

Las soluciones: cambiar la calidad del crudo es imperativo

El SNR no solo necesita más presupuesto: necesita el crudo correcto o plantas preparadas para el crudo que tiene. Lo primero es lo más urgente y lo más rentable. Cuando las refinerías procesaban 70% de Istmo y 30% de Maya, operaban al 82–86% de su capacidad.

Hoy el SNR procesa **580 mil barriles diarios de crudo pesado** (promedio enero–agosto de 2026), de los cuales unos 33 mil son condensado. El condensado no debe ir a refinación, así que hay que sacarlo y reponer ese volumen. Sin él, el pesado real es de 547 mil barriles diarios a 15.3 °API y 16.7% de asfaltenos. La Tabla 4 resume el crudo ligero necesario para llevarlo a la especificación del Maya (21.5 °API).

Esa es la magnitud del reto: **entre 250 y 370 mil barriles diarios de crudo ligero,** equivalentes a 45–70% del pesado que hoy procesa el SNR. Con esa mezcla, los asfaltenos bajarían de 16.7% a 11–12%, el nivel del Maya para el que se reconfiguraron las plantas. Hay dos caminos para conseguir ese ligero:

- **Producirlo en el país:** dedicar al SNR el crudo ligero que hoy se exporta y acelerar los campos de crudo ligero. Pero, según el balance, buena parte del «Istmo» y el «Olmeca» exportados es condensado, así que el ligero nacional disponible es menor de lo que indican las cifras de exportación.
- **Importarlo:** traer crudo ligero para mezclarlo con el pesado nacional. Es el camino más rápido mientras no haya ligero nacional suficiente.

Ambos tienen un costo, que debe compararse con los 7,300 millones de dólares que se pierden por vender combustóleo debajo del precio del crudo, los 5,400 millones que se dejan de capturar por no convertirlo y un margen de −39 dólares por barril. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

20 de octubre de 2026

4

El tope del 96.67 % y la gasolinera independiente

Una medida pensada para otros

El Paquete Económico 2027 trae una regla que, aplicada a las gasolineras, cobra impuesto sobre una utilidad que no existe. La reforma a la Ley del Impuesto Sobre la Renta propone que las personas morales con ingresos superiores a 50 millones de pesos y con utilidad fiscal no puedan deducir más del 96.67 % de sus ingresos acumulables. Lo que exceda ese tope se difiere hasta por 20 años.

El propósito declarado es legítimo: cerrar la puerta a empresas que inflan sus deducciones para reportar utilidades mínimas. Ningún gasolinero serio se opone al combate a la evasión ni al huachicol fiscal. El problema es que la regla parte de un supuesto que en este sector no se cumple: que un margen menor a 3.33 % es señal de planeación agresiva. En el expendio de combustibles, ese margen no es planeación; es la economía del negocio.

El Pleno de la Cámara de Diputados aprobó la reforma en lo general el 13 de octubre. Todavía falta el Senado. Hay tiempo, poco, para corregir.

Precio con techo, margen sin aire

Una gasolinera no fija libremente su precio. El acuerdo voluntario con el Gobierno Federal mantiene la gasolina regular por debajo de 24 pesos por litro y fue renovado hasta marzo de 2027. Al mismo tiempo, el combustible representa casi todo el costo de venta. La estación no tiene un producto que le permita compensar.

Las cifras del negocio lo explican. Un distribuidor o comercializador obtiene un margen bruto de apenas cinco centavos por litro, alrededor de 0.2 % del precio, antes de cubrir sus gastos. En el expendio, el margen bruto ronda 1.50 pesos por litro, cerca de 6 %; los gastos de operación consumen alrededor del 70 % de ese margen, y a la estación le queda una utilidad aproximada de 1.8 %. Toda la cadena, de la terminal a la bomba, vive por debajo de la línea de 3.33 % que la reforma considera sospechosa.

Hay, además, un efecto que la iniciativa no considera. El esquema vigente de partidas fiscales, como los gastos no deducibles y el ajuste anual por inflación, con frecuencia eleva la utilidad fiscal por encima de la utilidad real. Ese problema ya afecta gravemente a todas las empresas mexicanas; el nuevo tope lo agravaría en un sector que no tiene margen para absorberlo.

Cuando el precio de venta tiene techo y el costo no tiene piso, el tope de deducciones deja de ser un control antievasión. Se convierte en un impuesto mínimo sobre ventas que primero sale del margen y, cuando el margen se agota, solo tiene un destino: el precio.

Los números de una estación

En una estación con ventas de 120 millones de pesos al año y una utilidad real de 1%, la reforma se lleva toda la ganancia. Hoy esa estación paga 360 mil pesos de ISR y conserva 840 mil. En 2027 pagaría 1.2 millones y no le quedaría nada.

Millones de pesos	Hoy	2027
Ingresos	120.0	120.0
Deducciones reales	118.8	118.8
Deducciones admitidas	118.8	116.0
Utilidad fiscal	1.2	4.0
ISR (30%)	0.36	1.20
Utilidad real después de ISR	0.84	0.00

.Con el margen típico del expendio, de 1.8 %, el panorama no mejora: el ISR pasaría a absorber más de la mitad de la utilidad real, frente al 30 % actual. Con un margen de 0.8 %, el resultado ya es pérdida. Para un distribuidor con margen bruto de 0.2 %, un impuesto calculado como si ganara 3.33 % de sus ventas equivale a cinco veces todo su margen bruto. El diferimiento a 20 años no es alivio, porque una empresa que estructuralmente opera por debajo de 3.33 % nunca tendrá espacio para aplicar lo diferido.

A ello se suma la liquidez. Para 2027, el coeficiente de utilidad de los pagos provisionales se multiplicaría por 2.6162 cuando las deducciones del último ejercicio hayan superado el tope. Una estación que hoy anticipa 10 mil pesos al mes anticiparía más de 26 mil, en un año en que también enfrentará el control mensual de IEPS por litro y la reducción de la jornada laboral.

Nadie puede absorber el golpe

El sector de expendio suma alrededor de 14 mil estaciones de servicio. Cerca del 60 % no pertenece a un grupo: son empresas familiares o regionales con una, dos o tres estaciones. Son ellas las que tienen menos herramientas para resistir.

Nadie en la cadena puede absorber este golpe fiscal: todas las estaciones venden el mismo litro al mismo precio acotado y con el mismo margen estrecho. Pero, como siempre, los más afectados serían los empresarios pequeños. Su único ingreso es el litro, y el litro tiene precio topado.

«Como siempre, los más afectados serían los empresarios pequeños. Su único ingreso es el litro, y el litro tiene precio topado».

La regla alcanza a las personas morales con ingresos superiores a 50 millones de pesos al año, equivalentes a unos cinco mil 700 litros diarios. A los precios actuales, la mayoría de las estaciones del país rebasa ese umbral, incluidas muchas independientes de una sola estación. No es un caso aislado: el tope alcanzaría a buena parte del mercado y, con ello, a la cobertura de abasto en ciudades intermedias y carreteras. EAD

Corregir a tiempo

La propia iniciativa reconoce que no todos los sectores son iguales: el artículo 78-E ya excluye al sector primario, la maquila y las aseguradoras, entre otros. El expendio de combustibles cumple la misma lógica, con un argumento adicional: su precio está acotado por un acuerdo con el propio Gobierno Federal. Existen alternativas que el Senado y la Secretaría de Hacienda pueden valorar:

- Excluir del tope de 96.67 % la enajenación de petrolíferos al público, o fijar para la cadena de distribución, comercialización y expendio un umbral acorde con sus márgenes reales.
- No aplicar el factor de 2.6162 en los pagos provisionales a contribuyentes que venden a precio acotado.
- Si se busca un control, medirlo sobre el margen bruto por litro y no sobre el ingreso total, que en este sector es casi todo costo de producto.

Si la regla se aprueba sin ajustes, el sector energético no tendría otra opción que subir los precios y trasladar el impuesto íntegramente al consumidor. Sería un resultado contrario a la propia política de precios que el Gobierno Federal ha impulsado con el acuerdo voluntario. La solución correcta es fiscal, no de precio.

Una estación que cierra no sólo deja de pagar impuestos, deja sin abasto a una comunidad, sin empleo a sus despachadores y sin competencia a un mercado. El combate a la evasión es necesario; hacerlo a costa de quien cumple no lo es. EAD



El campo y las renovables ponen a prueba la implementación

El caso más cuantificado está en agricultura. Es el tercer sector emisor del país, después de industria y energía, de acuerdo con datos presentados por SADER.

Hay, por primera vez en esta administración, un reconocimiento explícito de que el sector no solo emite, sino que puede mitigar y adaptarse, señaló Xóchitl Ramírez Reivich, coordinadora general de Sustentabilidad y Resiliencia Climática de SADER.

«La producción de alimentos es una de las actividades muy importantes en emisiones, es el tercer sector después de industria y de energía que produce gases de efecto invernadero», dijo Ramírez Reivich.

En 2024 el sector emitió 133 millones de toneladas de CO2e, 17% del total nacional. La medición se hizo con apoyo de ICM, con ajuste a la baja en metano y contaminantes de vida corta, explicó la funcionaria.

La NDC a 2030 propone bajar a 102 millones de toneladas. La brecha por cerrar es de 38 millones, un objetivo que la propia dependencia califica como muy ambicioso.

SADER elaboró no solo el diagnóstico, también la ruta para llegar a la meta, indicó Ramírez Reivich.

La primera prioridad es transformar la ganadería hacia sistemas sustentables y libres de deforestación, dijo. Lleva dos años en construcción y no se aborda solo con vigilancia o control de cambio de uso de suelo.

La apuesta es un acuerdo progresivo con todos los eslabones de la cadena, incluidos grandes consumidores y vendedores de carne, explicó.

El tránsito pasa por prácticas agroecológicas, poco o nulo uso de plaguicidas, eficiencia hídrica y reconversión del ganado para mejor alimentación y menos metano. El foco actual está en el trópico seco, más complejo que el húmedo, detalló.

Los incendios forestales son otra fuente de emisión y cambio de uso de suelo. Solo 52% de los municipios concentran 80% de los incendios, en cuatro estados, según datos presentados en el encuentro.

El trabajo se hace con CONAFOR, estados, municipios y agricultores, no solo para detectarlos sino para combatirlos, señaló Ramírez Reivich.

Sobre los retos, advirtió sobre El Niño. Las lluvias actuales generarán más vegetación que el año que entra, con sequía fuerte, estará seca y aumentará el riesgo de incendios.

A eso se suma la heterogeneidad del país, cuarto lugar mundial en biodiversidad, con una enorme cantidad de ecorregiones que complica políticas homogéneas, dijo. EAD

6

Plan de Sostenibilidad de la CFE aumentará la dependencia del gas natural

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** presentó el **Plan de Sostenibilidad 2026-2030,** donde destaca un incremento de la generación de energía con gas natural de **72 por ciento,** al cierre de la década, tomando 2025 como año base.

La apuesta de la CFE por el gas natural ocurre en un entorno en el que la producción del combustible por parte de **Petróleos Mexicanos (Pemex)** muestra una declinación y aumenta la dependencia de las exportaciones desde Estados Unidos.

De acuerdo con datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos, en 2015, México importó un promedio de **2,891 millones de pies cúbicos de gas natural** desde ese país, para este año, entre agosto y septiembre, el país marcó un máximo histórico de importaciones, al tocar los **8,000 millones de pies cúbicos.**

Esto representa un incremento aproximado de **176 por ciento** entre el promedio de 2015 y el pico de importación de este año.

En sentido contrario, la producción de Pemex muestra una clara declinación: en 2015 la petrolera mexicana extrajo un promedio de **6,401 millones de pies cúbicos diarios,** mientras que el promedio para este año es de **4,200 millones de pies cúbicos,** una caída de **34.3 puntos porcentuales.**

El gas natural es responsable del **60 por ciento** de la producción de electricidad dentro del país, en un entorno en el que el Gobierno Federal acumula dos sexenios apostando por la *"soberanía energética".*

De acuerdo con la **Secretaría de Energía (Sener),** la transición energética es el cambio *"ordenado y programado"* de la generación de electricidad para migrar de fuentes convencionales hacia energías limpias y el uso del gas natural.

"Se busca que este modelo sea sostenible, con disminución en carbono e incluyente coadyuvando a realizar esta transición de manera eficaz, eficiente, justa e innovadora", detalla la CFE en el plan.

El incremento en la matriz energética de ciclos combinados podría obligar al país **a incrementar las importaciones de gas a niveles históricos.**

En un foro organizado recientemente por Naturgy, **Stephan Mothe,** investigador asociado de BNEF, advirtió que la dependencia de las importaciones de gas natural de México podrían aumentar de 75 por ciento actual **hasta 84 por ciento en 2030.**

Mientras tanto, un reporte del *Financial Times* apuntó a que el presidente de Estados Unidos, Donald Trump, habría solicitado al gobierno mexicano a incrementar las importaciones de gas natural, como parte de la estrategia de Washington para reducir el déficit comercial entre ambas naciones y avanzar en la revisión del Tratado México-Estados Unidos-Canadá (T-MEC).

Renovables a paso lento

El reporte de la CFE apunta a que la mayor parte de la generación de energía **con cero emisiones** seguiría concentrada en la energía **hidroeléctrica y la nuclear.**

En el periodo 2026-2030, la empresa que lidera **Emilia Calleja** solo incrementará **9 por ciento** la generación de energía renovable.

Al cierre del 2025, la capacidad instalada cuenta con un **67.58 por ciento** de centrales que queman combustibles fósiles y un **32.42 por ciento** de energías renovables.

"Se contempla una adición de capacidad de generación bruta del 24.36 por ciento al Sistema Eléctrico Nacional para el año 2030. Esta adición de energía contempla la modificación de generación eléctrica convencional, proyectando un incremento del 9 por ciento en la generación de energías renovables. Este desarrollo asegura la soberanía energética y representa una reducción directa en el impacto a la calidad del aire", señala el documento. EAD

7

Firma AMPES convenio de colaboración con el Petroleum Equipment Institute

La **Asociación Mexicana de Proveedores de Estaciones de Servicio (AMPES)** y el **Petroleum Equipment Institute (PEI)** establecieron un acuerdo de colaboración para **ampliar la vinculación internacional,** la formación técnica y las oportunidades de intercambio profesional de sus integrantes. El convenio, fechado el **12 de octubre de 2026,** plantea una relación de **dos años,** con revisiones anuales.

La iniciativa conecta a AMPES, que agrupa a **80 proveedores mexicanos** para estaciones de servicio, con una organización internacional integrada por más de **1,500 empresas proveedoras** de equipos y servicios para el sector energético en más de 60 países. Su propósito es acercar recursos técnicos, programas educativos, desarrollo profesional y actividades especializadas a las empresas que operan en México.

El convenio fue signado, por la parte de AMPES, por su presidente **Ricardo Quiroz Hernández,** y por la parte del PEI, su presidente **Jason Blake.**

Beneficios concretos para las empresas asociadas

Entre las actividades previstas destaca la realización de dos seminarios web conjuntos por año: uno dirigido a integrantes de AMPES, con contenido y ponente aportados por PEI, y otro para miembros de PEI, con participación de especialistas de AMPES. Los temas, fechas, idiomas y modalidades **deberán acordarse previamente entre las organizaciones.**

“Esta alianza representa un paso importante en la consolidación de AMPES como una organización con presencia y reconocimiento internacional. Nos permite establecer vínculos con una de las asociaciones más relevantes de nuestra industria y, sobre todo, abrir nuevas oportunidades para que las empresas mexicanas accedan a conocimientos, experiencias y tecnologías que están transformando el sector energético en otros mercados”, externó Quiroz Hernández.

Innovación con perspectiva internacional

Para las empresas proveedoras de estaciones de servicio, el intercambio con actores de otros mercados **puede facilitar el conocimiento** de prácticas técnicas, tendencias de equipamiento y alternativas de profesionalización. AMPES busca que la participación de sus asociados en foros internacionales contribuya a **identificar soluciones pertinentes** para las necesidades operativas del mercado mexicano y, en su caso, para otros mercados latinoamericanos.

La colaboración se concibe como una plataforma de acercamiento institucional y aprendizaje mutuo, no como una garantía de negocios, transferencia de tecnología o incorporación automática a la membresía de la otra organización. **Cada asociación conservará sus propios procedimientos de afiliación.**

Para dar seguimiento a las actividades, AMPES y PEI designarán **responsables de coordinación** y prepararán un plan anual con fechas y compromisos. Al término de los dos años revisarán los resultados para determinar la continuidad o los ajustes de la colaboración.

“Queremos que nuestras empresas asociadas tengan una participación cada vez más activa en los principales encuentros internacionales de la industria. Conocer nuevas tecnologías, intercambiar experiencias y establecer relaciones con proveedores de otros países es fundamental para fortalecer la competitividad del sector y acercar soluciones innovadoras a las estaciones de servicio de México y América Latina”, concluyó Quiroz Hernández. EAD

