

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024



Brasil, Chile y Perú lideran inversiones en transición energética en América Latina

Las subastas planificadas en América Latina en 2024 para desarrollar nuevos proyectos de transmisión generarán más de 7,000 millones de dólares.

La **transición energética** en América Latina requiere de nuevas redes de transmisión, para lo cual los mercados regionales deberán ejecutar grandes inversiones. Para ser precisos, según **Moody's**, para el periodo 2024-2035 el gasto en estas redes alcanzará unos 64,000 millones lo que impulsará el desempeño de la región en la **descarbonización**, ya que "está camino a volverse más limpia".

"Las iniciativas de planificación y los marcos institucionales de los gobiernos latinoamericanos son clave para desbloquear inversiones esenciales en la ampliación de las redes de transmisión, no solo para integrar más **energías renovables** en la matriz energética de la región, sino también mejorar la confiabilidad de los sistemas", argumentó la clasificadora.

Y añadió que, para **descarbonizar** aún más las cadenas de suministro de energía, "será necesario realizar grandes inversiones en el desarrollo de las redes y la mejora de los sistemas en los próximos años". En esa línea, apuntó que las inversiones serán lideradas por **Brasil** con montos por encima de los 30, 000 millones, seguido por **Chile** y **Perú**.

Principales mercados

En el caso de **Brasil**, el gobierno prevé realizar dos subastas competitivas en el año por un total de 4,500 millones de dólares, la cual se sumará a la licitación por 3,200 millones de dólares de julio pasado y la de 4,500 millones de dólares de diciembre que fue la concesión "más importante en la historia de las subastas de transmisión del país".

Brasil se está centrando cada vez más en la generación de energía eólica y solar, ya que el país cuenta con enormes cantidades de ambos recursos. Sin embargo, el extenso territorio presenta obstáculos para la transmisión y distribución, sobre todo para conectar la producción de energía renovable en el norte y noreste con las áreas de alta demanda en el sur y sureste del país", apuntó **Moody's**.

En el caso de Chile, este mercado pretende aumentar la planificación y participación de las partes interesadas en su red de transmisión mediante subastas de proyectos por 1,000 millones de dólares en 2024.

Así, el país espera expandir su limitado sistema de transmisión, cuyo objetivo de seguirle el ritmo a la rápida expansión del **sector eléctrico** ha generado recortes sin precedentes y problemas financieros en las empresas orientadas a la generación de energía renovable.

"En 2023, Chile tuvo recortes de energía solar y eólica equivalentes a 2,375 gigavatios-hora (GWh) —un 60% más frente a 2022—, que representaron más del 9% de la producción total generada a partir de diversas fuentes. Esta producción no ingresó al sistema eléctrico de **Chile**, en parte debido a la sobreoferta de energía del país y al lento crecimiento de la demanda", explicó la clasificadora.

Chile se encuentra entre los principales países del mundo en cuanto al potencial de **energía solar** y atrae grandes inversiones en energía solar y eólica. El plan de transición energética del país prevé un suministro de **energías renovables** del 80% para 2030 y la integración de estas fuentes renovables en la red sin desestabilizarla. Sin embargo, "la geografía de **Chile** requeriría miles de kilómetros de líneas de transmisión para conectar la producción solar en el desierto de Atacama en el norte con la demanda de energía en el centro y sur del país".

Finalmente, sobre **Perú** apuntó que Proinversión prevé que las subastas de transmisión adicionales alcancen un valor de inversión de unos 9, 000 millones de dólares a fines de 2024.

"La fuente de energía renovable del país es mayormente hidroeléctrica, complementada por una **industria de energía solar** en expansión gracias a la abundante luz solar del país. Sin embargo, el amplio acceso del país a las reservas de gas del yacimiento Camisea en la región de Cuzco frenará el crecimiento de la energía solar. **Perú** ahora promueve el gas natural a través de una nueva propuesta de ley cuyo objetivo es acelerar la construcción de gasoductos a través de la inversión pública", señaló la firma.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024

2

Con todo este contexto, las subastas planificadas en **América Latina** para desarrollar nuevos proyectos de transmisión en 2024 "generarán más de 7, 000 millones de dólares en posibles nuevas inversiones, una cifra acorde a los proyectos adjudicados en 2023".

Las fuentes de energía renovable, especialmente la eólica y solar, se están expandiendo exponencialmente en la región, según comentó la clasificadora, esto finalmente genera una diversificación de las curvas de despacho de energía. "Este crecimiento podría continuar en los países que alinean las políticas públicas con las iniciativas privadas para respaldar los compromisos con los objetivos de [descarbonización](#)".

En ese sentido, Moody's indicó que "**Brasil y Colombia** ya dependen en gran medida de la energía hidroeléctrica para generar electricidad y, entre los países de América Latina, invierten cada vez más en otros recursos renovables, sobre todo en fuentes de energía eólica y solar. El próximo salto de Colombia en la generación de **energía eólica** y solar refleja su baja base comparativa con respecto a 2022", apuntó.

Otros mercados

El mercado argentino también está intentando atraer inversiones para reforzar su sistema de transmisión, "aunque la incertidumbre política y económica retrasará la confianza de los inversionistas y la ejecución de esta agenda", advirtió Moody's.

La **Secretaría de Energía** anunció en 2023 un plan de expansión que implicaría una inversión de 6,900 millones de dólares para sumar 3.6 gigavatios (GW) de capacidad eólica y solar, además de líneas HVDC y varios proyectos específicos para mejorar la conexión.

En tanto **México**, la segunda economía de la región es un mercado que "se está quedando atrás en sus planes de **transición energética**, ya que no ha realizado suficientes inversiones en transmisión", lamentó la agencia de clasificación.

Y dijo que el país "no cuenta con planes robustos de transición y se espera que continúe dependiendo mucho de la [generación de energía](#) termoeléctrica, gran parte de la cual proviene de exportaciones de gas natural de Estados Unidos".

A la fecha, el mercado norteamericano "no presenta un marco regulatorio" para inversiones privadas en el sector de transmisión.

Sin embargo, la **Comisión Federal de Electricidad**, la principal compañía eléctrica del país anunció planes de inversión en 2023 de más de 7,000 millones de dólares en líneas de transmisión hasta 2029.

Finalmente, **Colombia** presentará un mayor crecimiento de la [energía](#) eólica y solar a medida que disminuya el papel de la energía hidroeléctrica.

No obstante, "los nuevos proyectos eólicos *offshore* que se subastarán en 2024 enfrentan obstáculos sociales debido al lento desarrollo de la red en el departamento de La Guajira, donde viven personas que pertenecen a culturas indígenas: el principal objetivo de dichos proyectos.

Si bien el recurso solar de **Colombia** está más disperso en todo el territorio y tiene menos restricciones de red, estos proyectos también han enfrentado desafíos sociales, ambientales y legales". El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024



3

Refinería Olmeca operará a plenitud hasta el 2028: Sener

En su “Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2023-2037”, la dependencia federal proyecta que será hasta hasta dentro de cuatro años y no en este, cuando la planta alcance su pico de procesamiento de crudo.

Visiones encontradas. Mientras que Petróleos Mexicanos (Pemex) afirma que la refinería Olmeca estará trabajando al 100% de su capacidad procesando 340,000 barriles de petróleo crudo, tan pronto como en septiembre de este 2024, la Secretaría de Energía (Sener) prevé que será hasta el 2028 cuando la refinería alcance su pico productivo, y no operando al 100%, sino al 94%, con un proceso de 320,000 barriles diarios de crudo.

Esto último lo dejó ver la dependencia federal en su “Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2023-2037”, publicada a finales de febrero, unos días antes de que Octavio Romero Oropeza, director de Pemex, lanzara sus proyecciones sobre el proceso de crudo de la empresa estatal.

La semana pasada, durante la conmemoración del 86 Aniversario de la Expropiación Petrolera, Romero Oropeza aseguró que la refinería Olmeca iniciará operaciones comerciales durante este mes de abril —casi un año y medio después de lo prometido cuando se inauguraron sus oficinas administrativas, en julio del 2022— y aseveró que a partir de septiembre próximo estará procesando 340,000 barriles diarios de crudo, lo que representa el 100% de su capacidad.

Esa carga se sumaría, refirió, a los 1.031 millones de barriles diarios de crudo que para entonces estarían procesando las seis refinerías que componen actualmente su sistema nacional de refinación.

Pero en su documento prospectivo, la Sener pintó un panorama distinto. La dependencia prevé que en todo el 2024 la refinería Olmeca producirá un promedio de 205,000 barriles diarios, lo cual, en principio, no deja claro si está considerando un proceso de 340,000 barriles diarios de septiembre a diciembre del 2024, como lo prometió Romero Oropeza.

Sin embargo, para el 2024, pronostica que la planta procesará en promedio 255,000 barriles diarios de aceite, lo cual ya no sería consistente con un nivel de actividad sostenido al 100% de capacidad, como proyecta Pemex.

De hecho, la Sener espera que sea hasta el 2028 cuando la refinería Olmeca alcance su pico productivo y sería procesando 320,000 barriles diarios, que representan 94% de la capacidad del complejo.

Cabe recordar que el compromiso para la construcción de esta obra fue una inversión de 8,000 millones de dólares, pero al llegar a la fecha de este evento oficial ya se había duplicado este monto y según la Secretaría de Hacienda por lo menos sobrepasa una inversión de 18,000 millones de dólares.

SNR a 64% de su capacidad

A la vez, para el 2024, las seis refinerías de Pemex que ya operan en territorio nacional cerrarían con un promedio de proceso de crudo de 1.043 millones de barriles diarios, lo que significa un uso de 63.6% de la capacidad instalada del sistema que, desde la última reconfiguración del sistema quedó en 1.640 millones de barriles diarios. Cabe recordar que la promesa de inicio de sexenio fue superar por lo menos el 80% de uso de la capacidad, con inversiones de más de 25,000 millones de dólares por año en modernizaciones del sistema de proceso, ya que en 2018 se operó menos de 36% de la capacidad.

“El procesamiento de petróleo estimado en el SNR para el cierre del 2023 es de 818,000 barriles diarios, para llegar a a 1.507 millones de barriles por día en 2037”, menciona el documento, con un volumen inferior en 3.2% al real que se obtuvo el año pasado, que fue de 791,989 barriles diarios.

A partir de 2026 se llegaría a niveles óptimos para cada refinería, incluyendo las seis del Sistema Nacional de Refinación (SNR) que son Cadereyta, Nuevo León; Salamanca, Guanajuato; Tula, Hidalgo; Salina Cruz, Oaxaca; Madero, Tamaulipas, y Minatitlán, Veracruz.

“La recuperación del proceso de crudo se mantiene limitada en los primeros años por paros operativos y la alta producción de combustóleo”, admitió la Secretaría de Energía, “lo anterior es atribuible a la mejora operativa, ajustes en la dieta de petróleo y la configuración con nuevas tecnologías”.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024



En este sentido y de acuerdo con Pemex, la mayoría de la producción de la empresa productiva del Estado se va a procesar y refinar en territorio mexicano, ya que entrará en operación la refinería Olmeca en 2024, según el documento prospectivo, que asegura que al cierre de año se logrará un promedio de 1.247 millones de barriles diarios en proceso de crudo, cuando la capacidad instalada será de 1.980 millones de barriles diarios, ya con la nueva refinería cercana al puerto de Dos Bocas.

Sin embargo, en esa cuenta se excluiría en principio la refinería de Deer Park, en Texas, que fue adquirida al 100% al comprar su mitad a Shell hace dos años, ya que, aunque es operada totalmente por Pemex, constituye una elaboración de combustibles en el extranjero y éstos participan en la dinámica de mercado spot en su localidad.

Así, la Secretaría de Energía reveló que al cierre del año pasado no hubo producción en Dos Bocas, ni siquiera de los 17,000 barriles por día que dijo Romero Oropeza que se procesarían como pruebas en el Congreso, el año pasado.

Coquizadoras de Tula y Salina Cruz estarán hasta el próximo sexenio

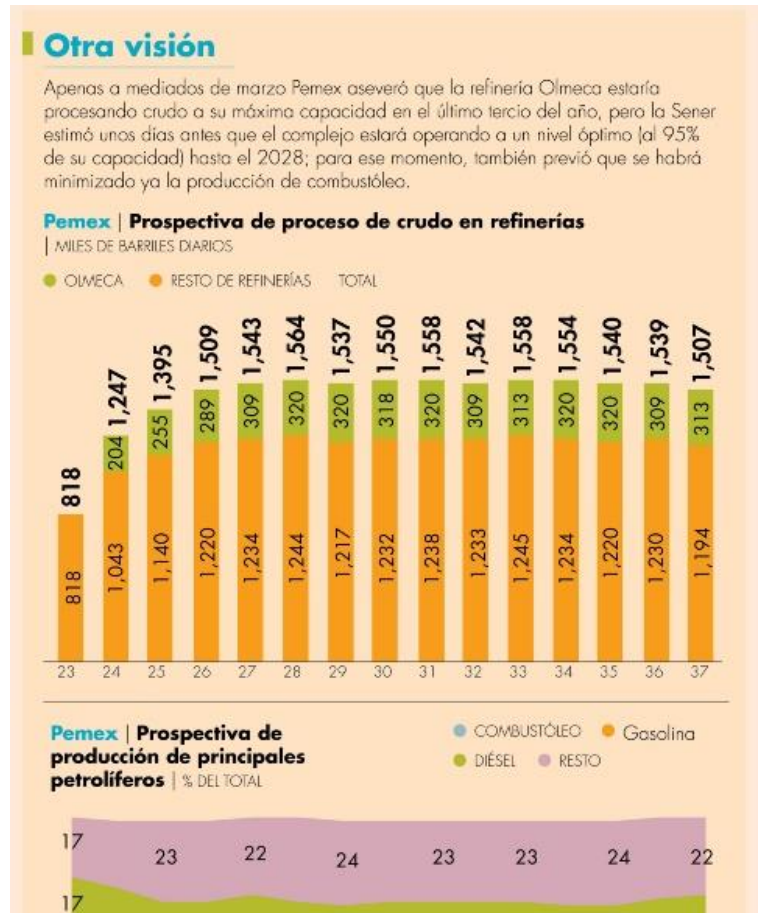
La Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos de la Secretaría de Energía, publicada este año, reveló que los nuevos equipos de destilación de crudo hacia combustibles ligeros, llamados coquizadoras, que se instalan en las refinerías de Tula, Hidalgo, y Salina Cruz, Oaxaca, comenzarán en 2025 y 2026 y no al cierre de este año, como refirió hace una semana el director general de Petróleos Mexicanos, Octavio Romero Oropeza.

Los retrasos para que se alcance el nivel óptimo que previno esta administración se deben múltiples factores, “además de la entrada gradual en operación de las nuevas coquizadoras en los años 2025 (Tula) y 2026 Salina Cruz”, refiere textualmente el documento.

En contraste, Romero Oropeza dijo en la Torre de Pemex que la coquizadora de Tula ya estaba a punto de entrar en operaciones y que “al concluir el 2024 se echará a andar también la nueva coquizadora que se instala en la refinería de Salina Cruz, Oaxaca, que lleva un avance de 54% en su construcción”, según explicó el directivo al presidente Andres Manuel López Obrador durante la conmemoración del 86 Aniversario de la Expropiación Petrolera.

En diciembre pasado, el presidente López Obrador también había señalado que podría inaugurar la operación de Tula y la obra civil en Salina Cruz a finales de 2024 y con ello ya ser autosuficientes en gasolina. En dicha ocasión informó que en las coquizadoras se van a invertir seis mil millones de dólares, con lo cual se va a poder procesar el combustible y convertirlo en gasolina, para contaminar menos.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, los nuevos equipos de destilación de crudo hacia combustibles ligeros, llamados coquizadoras, que se instalan en las refinerías de Tula y Salina Cruz comenzarán en 2025 y 2026. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024



5

Crece 16% anual el proceso de crudo de Pemex

En febrero, el uso de la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación fue de 57 por ciento. En una década, el proceso de crudo de Pemex ha caído 15%, ya que en febrero del 2014 Pemex reportó 1.102 millones de barriles por día.

Petróleos Mexicanos (Pemex) realizó durante el mes de febrero un proceso de 935,254 barriles diarios de crudo en sus seis refinerías dentro del país, lo que significó una reducción de 2% en comparación con el mes anterior, pero implicó un aumento de 16% en un año, lo que le llevó a reducir en 4% su elaboración nacional de productos petrolíferos en comparación con enero, mientras creció en 18% comparación con febrero del 2023.

Este volumen implica que el uso de la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue de 57%, en contraste con el 48% que se utilizó en el segundo mes del 2023.

En una década, el proceso de crudo de Pemex es menor en 167,000 barriles diarios, ya que en febrero del 2014 Pemex reportó 1.102 millones de barriles por día. Con ello, el volumen de proceso del último mes reportado fue 15% inferior al 2014.

Por la falta de mantenimiento a las refinerías, en 2018 el proceso se redujo anualmente en 41% y cayó desde 930,433 hasta 544,263 barriles diarios, llegando a su nivel más bajo para el segundo mes del año. A partir de entonces, se ha incrementado en un promedio de 11.8% anual el volumen de proceso, con inversiones que según la Secretaría de Energía han sido mayores a 25,000 millones de pesos anuales.

Lo anterior ha llevado a que aumente el volumen de producción de todos los combustibles de la petrolera estatal.

La elaboración de todos los petrolíferos que reporta Pemex, que incluye a los combustibles automotrices, turbosinas, asfaltos y gases licuados, fue de 957,691 barriles diarios, gracias al crudo almacenado en el país. Con ello, se redujo en 4.21% en un mes, pero tuvo un aumento de 18% en un año, mientras que en una década es menor en 14.7%, pero en comparación con febrero del 2018 ha aumentado en 82.5 por ciento.

Elaboración de gasolinas

En febrero pasado, la elaboración de gasolinas no tuvo un retroceso mensual, sino un incremento de 0.9% al ubicarse en 310,356 barriles diarios, volumen superior en 19% al que tenía hace un año. En la última década, la elaboración de gasolinas es 23% menor, mientras que si se compara con la producción que reportó Pemex en febrero de 2018, el incremento es de 89 por ciento.

Derivado de las modificaciones y reemplazo de equipos que se llevan a cabo en las plantas, la producción de diésel, de 168,203 barriles diarios, bajó 13% en un mes, pero aumentó en 60% en comparación con el segundo mes del año pasado.

En tanto, la elaboración de combustible -que es una externalidad necesaria ante el aumento del uso de las refinerías- fue de 299,181 barriles por día, con lo que se redujo en 4% en un mes y en 1.9% en un año, aunque lleva un incremento de 42% en una década y es mayor en 83% que la que se reportó en febrero del último año de la administración pasada: 2018, en que reportó 163,227 barriles diarios en el segundo mes.

Aumenta el valor de ventas de Pemex

Gracias a un ligero aumento en los precios internacionales, puesto que Pemex no reporta sus costos de producción sino que toma la referencia del mercado estadounidense de Texas dado que importa 14% de las ventas internas de petrolíferos, el valor de estas ventas fue de 61,785 millones de pesos, lo que implicó un aumento de 5% en comparación con enero, aunque se reportó una caída anual de 7.5 por ciento.

El valor de estas ventas es 8% inferior al que se reportó hace una década y es prácticamente similar, 1.5% inferior, al que reportaron en febrero de 2018. Cabe recordar que al cierre del 2024 Pemex prevé tener un volumen de producción de petróleo de 1.876 millones de barriles diarios de los hidrocarburos líquidos y condensados.

Este volumen significará el 97% de la producción nacional, ya que los privados que recibieron contratos para el desarrollo de campos llegarán a 58,000 barriles diarios, ya que cabe recordar que durante este sexenio no se llevaron a cabo rondas de licitación petrolera y se han devuelto parcial o totalmente 41 de los 111 contratos firmados. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024

6

Pago de impuestos y derechos de Pemex ha caído 72% en el sexenio

Pese a los apoyos fiscales, la petrolera sigue siendo la que más impuestos paga; en 2023 entregó 11 veces más tributos que FEMSA.

Pemex tiene que pagar impuestos y derechos, de los cuales el más importante en términos del monto es el DUC, cuyos recursos se van al Fondo Mexicano del Petróleo”.

Gonzalo Monroy, director general de GMEC.

El pago de impuestos y derechos de Petróleos Mexicanos (Pemex) se ha reducido 72.18% en términos reales durante el actual sexenio, debido a todos los apoyos fiscales que le ha dado el gobierno en esta administración; sin embargo, sigue siendo la empresa que más impuestos paga en el país.

Durante el 2023, la empresa petrolera pagó 159,386 millones de pesos en impuestos y derechos a la utilidad, frente a los 572,842 millones de pesos que tuvo que entregar en el 2018, antes de que iniciara el gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador.

Las cifras expuestas (obtenidas de los reportes financieros de la compañía del Estado) son con base en precios de diciembre de 2023.

Esta administración ha otorgado una serie de apoyos fiscales a la petrolera. Por ejemplo, le ha reducido la tasa del Derecho de Utilidad Compartida (DUC), que es la principal aportación fiscal que hace la empresa a las arcas del Estado.

DUC, la principal aportación

A finales del sexenio anterior, la tasa de DUC era de 65% sobre las utilidades que genera la empresa por actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural; para 2024, se redujo a 30 por ciento.

Gonzalo Monroy, director general de GMEC, explicó que Pemex tiene que pagar impuestos y derechos, de los cuales el más importante en términos del monto es el DUC, cuyos recursos se van al Fondo Mexicano del Petróleo que es administrado por el Banco de México y de ahí se distribuye a una serie de partidas.

Además del DUC, Pemex igualmente paga el derecho a la extracción y exploración de hidrocarburos. Gonzalo Monroy dijo que el pago de derechos está relacionado con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural.

“Todo lo demás, todo lo que es Pemex Transformación Industrial donde están los centros petroquímicos, las refinerías, centros procesadores de gas y otros, ellos no caen en el pago de derechos, ellos pagan Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto Sobre la Renta (ISR)”, precisó.

No obstante, dijo que como estas últimas actividades son deficitarias (es decir, que no tienen ganancias), no pagan ISR y solamente entregan al fisco el IVA y el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS) que pagan los consumidores finales de los productos que les vende Pemex como las gasolinas.

El especialista consideró que en este gobierno se abusó de los apoyos fiscales a Pemex, sobre todo del diferimiento de impuestos.

“Pemex de repente se empezaba a retrasar dos meses (en el pago del DUC al Fondo Mexicano del Petróleo), se volvían a poner al corriente y de pronto lo volvían a diferir, y de eso obviamente fue quedando una parte de dinero que no iba entrando el fondo”, declaró.

Afirmó que el punto cumbre de este diferimiento fue cuando el 13 de febrero pasado se publicó un decreto presidencial para condonarle el pago del DUC y del derecho de extracción de hidrocarburos en el último trimestre de 2023 y enero de 2024.

De acuerdo con la organización México Evalúa, entre el 2019 y el 2023 los apoyos fiscales a Pemex por la reducción en la tasa del DUC ascendieron a 548,000 millones de pesos.

Sigue siendo la que más paga

Aun con todos los apoyos fiscales que ha recibido la petrolera, Pemex sigue siendo la empresa que más impuestos paga en México.

Los 159,386 millones de pesos que pagó la petrolera en impuestos y derechos a la utilidad durante el 2023 fueron más de cuatro veces superiores a los impuestos a la utilidad que pagó en el mismo periodo la compañía de telecomunicaciones América Móvil.

América Móvil, de Carlos Slim, fue la empresa de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) que más impuestos a la utilidad pagó el año pasado, al entregar 34,544 millones de pesos al fisco, de acuerdo con una revisión a los últimos reportes trimestrales de las compañías.

Además, el pago de impuestos y derechos que hizo Pemex el año pasado fue siete veces superior al que hizo Cementos Mexicanos (Cemex) y 11 veces superior al que hizo Fomento Económico Mexicano (FEMSA), el conglomerado dueño de los Oxxo.

Durante el 2023, 30 de las 35 empresas más bursátiles de la BMV que conforman el Índice de Precios y Cotizaciones (S&P/BMV IPC) pagaron en conjunto 183,414 millones de pesos en ISR, 15% más que lo que pagó sólo Pemex. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

1 de abril de 2024

Más petróleo, menos Estado

7

En México, como en muchos países, el petróleo ha sido considerado históricamente fuente de vida, o por lo menos, de abundancia y éxito. Podemos incluso ir más lejos: orgullo nacional, símbolo de independencia y autonomía. Fuente de poder estatal. Es el progenitor del Estado moderno mexicano sin duda. Pero el petróleo también causa retrasos en varias cosas, en especial la maduración de un Estado moderno. Los gobiernos petrolizados, por ejemplo, algunos en Medio Oriente y en el Norte de África, siguen considerándolo como una fuente generosa, a veces única incluso, de dinero. Les sirve para financiar su operación, programas sociales y, si les sobra, proyectos de impulso económico. Algunos afirman que el petróleo ha servido para cimentar gobiernos, dar estabilidad social y construir democracias. Básicamente el cuerno de la abundancia para todo propósito. Hoy, es crucial contrarrestar esos dogmas.

El petróleo beneficia con rentas abundantes a los gobiernos como al nuestro, no sólo en magnitud sino en velocidad. De un día para otro, literalmente, el dinero fluye más rápido y más cuantioso. Ejemplifico a nivel persona: ¿Quién no agradece ganar la lotería o heredar sin preverlo, propiedades o recursos líquidos? Nadie. Y por eso nadie repara en los costos asociados a dicho evento fortuito. No puede haber planeación o uso eficiente de dinero cuando no se sabe cuándo ni cuánto se tendrá. Por eso, las finanzas petrolizadas son inestables y volátiles y les cuesta trabajo ver a mediano y largo plazos. Mucha gente cuando gana la lotería se lo gasta en viajes, algún placer personal o en inversiones caprichosas, en el mejor de los casos. Si se tiene una posición económica buena habrá quizá el incentivo de invertir ese dinero en la educación si se tienen hijos o en hacer arreglos en casa, etc. Pero si ya se tienen deudas, hay una situación económica precaria y existen algunas otras necesidades urgentes, ese dinero se gastará más pronto que tarde. Es lo que produce el petróleo cuando llega en estos contextos. México optó por este modelo desde 1982. En medio de una crisis económica brutal, optó por recargarse en los ingresos petroleros para salir a flote y lo que parecía una medida coyuntural se convirtió en permanente.

Un gobierno pobre con población pobre e informal no puede aspirar a recaudar más dinero. Entonces cuando el petróleo da flujo es un bálsamo que ayuda para financiarse y cuando no, se endeuda. Así de sencillo. Algunos gobiernos serán más responsables y tratarán de reducir endeudamiento cuando hay flujo de renta petrolera pero no siempre. Todo depende de que puedan o no pedir prestado en condiciones relativamente atractivas.

Sin ocupar más espacio, pongamos de ejemplo la crisis de deuda en 1994 y el incremento importante de deuda en los últimos años. Los tiempos de precios bajos del petróleo coinciden con los de mayor endeudamiento, aunque claro, ni es un fenómeno automático ni directo.

Los impuestos, en particular los aplicados a los ingresos, la riqueza, el consumo y la propiedad son relativamente estables. Dan oportunidad para prever, planear y ver hacia el futuro. Como el flujo es relativamente estable se puede pensar en el largo plazo haciendo obras de infraestructura importantes, invirtiendo grandes montos en proveer seguridad pública, educación de calidad y salud asequible. La discusión de políticas públicas se centra en los resultados a obtener por mejoras en calidad y acceso, no en los recursos financieros o presupuesto en cuestión. En países cuyos gobiernos recaudan bien, los bienes y servicios públicos rara vez sufren de caídas de financiamiento catastróficas claro está, exceptuando acontecimientos asociados a desastres, imposibles de prever y por su naturaleza, pasajeros. Este momento es crucial para México porque es evidente que el petróleo ya no puede ni debe ser un flujo para el Estado. Hoy es necesario considerar que más petróleo es tener menos Estado. Si lográsemos obtener una renta petrolera en el futuro no debería considerarse como un ingreso presupuestario o, dicho en otros términos, no debería de considerarse un ingreso en flujo sino un activo o fuente de ahorro. Por eso los gobiernos que han logrado despetrolizar las finanzas públicas acumulan la renta petrolera en mecanismos desconectados de propósitos cortoplacistas y caprichosos. Es el caso de los Fondos Soberanos. Es cierto, tenemos algunas cosas parecidas pero no lo suficientemente bien planteados como para que en efecto logren su propósito.

El Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos recientemente presentado es una bocanada de aire fresco. Se trata del primer plan en su tipo en la historia de Pemex. Es cierto, se había hablado en otros momentos de cogeneración y de mitigación pero nunca en un contexto integral de criterios ambientales, sociales y de gobernanza o tipo ESG (Acronimo en idioma inglés que deriva de Environmental, Social, and Governance). Convertir a Pemex en un Pemex verde es más que una etiqueta. Puede ser una oportunidad para no sólo cambiar el modelo de negocio de petróleo a gasolinas y petroquímica sino sobre todo para despetrolizar las finanzas públicas. El Economista