

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024

Pérdida cambiaria detona peor segundo trimestre de Pemex en 20 años

1

La depreciación de 10% del peso produjo una merma de 159,684 millones de pesos, pero también pesaron los mayores gastos y costos de ventas de la empresa, que influyeron en una caída del margen EBITDA a su peor nivel desde el último trimestre del 2020.

Se desfonda el súper peso y en Petróleos Mexicanos (Pemex) ya se padeció el efecto. Durante el segundo trimestre del 2024, la estatal petrolera registró una pérdida neta de 255,937 millones de pesos, frente a una ganancia de 25,493 millones de pesos durante el mismo lapso del 2023.

La merma estuvo motivada principalmente por una notable pérdida en cambios de 159,684 millones de pesos, informó la empresa estatal este viernes al presentar su segundo reporte trimestral del 2024.

Una depreciación del 10.2% del peso mexicano frente al dólar estadounidense durante el segundo trimestre fue el detonante del deterioro contable, que contrastó con la ganancia cambiaria de 105,359 millones de pesos del mismo período del 2023, cuando el tipo de cambio tuvo una variación positiva de 14.6 por ciento.

En el pasado Pemex ha aclarado que las pérdidas y ganancias cambiarias son partidas virtuales que no impactan su flujo, pero al margen de ello, el resultado trimestral de la estatal es el peor, al menos, desde el 2003, año a partir del cual la empresa reporta sus resultados en su sitio web.

Por otro lado, las pérdidas cambiarias explican solo una parte del detrimento financiero de la empresa petrolera, que carga con la pesada losa de la deuda heredada por la administración pasada y con el difícil mandato de lograr la autosuficiencia del país en el mercado de combustibles.

La otra parte tiene que ver con mayores costos y gastos, ya que las ventas trimestrales apenas cayeron 1.1% a 409,528 millones de pesos, de modo que la empresa apenas experimentó una variación en sus ingresos.

En cambio, el costo de ventas se incrementó 10.9% a 364,381 millones de pesos, mientras que su balance de otros gastos creció 24.2% a 47,353 millones de pesos.

En esta última partida se observan incrementos importantes en rubros como los gastos administrativos, que crecieron 11.4% a 43,728 millones de pesos. Los gastos de operación también tuvieron un alza significativa de 53.7% a 81,929 millones de pesos.

Estas alzas contribuyeron a tirar en 72.8% el ingreso de operación de la estatal a 5,860 millones de pesos. Es decir, antes de aplicar los gastos financieros —que se dispararon por la ya mencionada pérdida cambiaria— Pemex llegó ya con un rendimiento debilitado.

Luego, producto de la pérdida en cambios, la estatal registró gastos financieros totales por 202,873 millones de pesos (esto incluye además de la pérdida cambiaria, el costo financiero y el costo de los instrumentos derivados), con lo que su rendimiento antes de impuestos y derechos fue de 197,013 millones de pesos en rojo.

A pesar de que el pago de impuestos se redujo 15.3% a 58,924 millones de pesos derivado de la baja en el Derecho de Utilidad Compartida (DUC) —que este año es de solo 30% frente al 40% del 2023—, Pemex quedó con un resultado neto negativo de 255,937 millones de pesos.

Baja la rentabilidad

Nuevamente, dejando de lado lo ocurrido con la subida del tipo de cambio —que en junio promedio 18.2 pesos por dólar frente a los 16.8 pesos de marzo—, en el trimestre hubo signos de un deterioro de la rentabilidad de Pemex.

En línea con lo ya expuesto en relación con su estado de resultados, la empresa informó que su flujo de ingresos antes del pago de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA, por sus siglas en inglés) fue de 56,000 millones de pesos, esto es 39% inferior a la del primer trimestre del año y a la del mismo trimestre del 2023.

El flujo EBITDA es una medida comúnmente utilizada para medir la rentabilidad de una empresa, ya que muestra cuánto dinero genera la empresa a través de sus operaciones principales y permite comparar el flujo con el de otras firmas, independientemente de sus costos financieros y carga fiscal.

El margen EBITDA de Pemex de abril a junio pasado fue de 14%, lo que también marcó un deterioro desde el 23% del primer cuarto del año y del segundo trimestre del 2023. Junto con la lectura del cuarto trimestre del 2023 (que también fue de 14%), se trata del menor nivel desde el último trimestre del pandémico 2020 (7 por ciento).

Un comparativo presentado por la propia Pemex en su presentación de resultados ante analistas, indica que el margen EBITDA de la estatal consolidado a primer semestre del año fue de 18%, con lo cual se ubicó por debajo del promedio de 21% registrado por un conjunto de 10 empresas listadas por la empresa.

En esa selección Pemex fue la penúltima superando únicamente a la española Repsol, que tuvo un margen EBITDA de 11 por ciento.

En el extremo opuesto, las cinco empresas con la mayor generación de valor fueron Petrobras, con un margen de 52%, seguida por Equinor (39%), Chevron (23%), Shell (22%) y Eni (21 por ciento). El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024

2

Producción de crudo de Pemex vuelve a retroceder en junio

El mes pasado el bombeo de aceite retrocedió en 4,000 barriles a 1.504 millones de toneles por día, volumen que es casi 105,000 barriles inferior al registro de junio del 2023; la producción de condensados también se redujo 4.3% anual a 277,376 barriles diarios.

Actualmente Pemex cuenta con una capacidad de proceso de crudo en sus seis refinerías de 1.641 millones de barriles diarios, que se expandirá a 1.981 millones cuando el complejo Olmeca inicie operaciones integrales, lo cual debería ocurrir este mismo año.

En junio del 2023 la producción de petróleo crudo de Petróleos Mexicanos (Pemex) volvió a retroceder, con un leve desliz de 0.23% mensual equivalente a 4,000 barriles diarios, de modo que se ubicó en 1.504 millones de barriles diarios, informó la empresa este viernes.

Se trató de la décima caída mensual en los últimos 12 meses, lo que se acumula en una contracción interanual de 6.5, por ciento. Esto se traduce en una merma de casi 105,000 barriles diarios.

En tanto, la producción de condensados tuvo una variación negativa mensual de 0.1%, o 1,000 barriles diarios, quedando en 277,376 toneles por día.

Anualmente, este rubro que ha sido clave para sostener la producción de hidrocarburos líquidos de Pemex, también comporta una caída de 4.3%, o 12,600 toneles diarios.

En suma, el bombeo de líquidos de la estatal mexicana cayó 0.21% mensual a 1.782 millones de barriles diarios, lo que refleja un desplome de 6.2% anual.

También está 3.81% por debajo de la última meta de producción de 1.852 millones de barriles diarios refrendada apenas el 19 de julio pasado por el director de la estatal Octavio Romero, durante su participación en la conferencia matutina del presidente Andrés Manuel López Obrador.

En su reporte del segundo trimestre del año, Pemex hizo referencia al descenso de producción acumulado del segundo cuarto del año y lo atribuyó a “la declinación natural de los campos” y a “condiciones climatológicas adversas”.

Durante la actual administración se frenó la caída acelerada de la producción de petróleo crudo, pero en el último año la estatal apenas ha podido detener un nuevo impulso de caída.

Esto ha generado dudas acerca de si la empresa podrá bombear el volumen de hidrocarburos suficiente para procesar en su robustecida infraestructura de transformación, una vez que se ponga en marcha la refinería Olmeca de Dos Bocas, Tabasco, y se concluyan las plantas coquizadoras de las refinerías de Tula y Salina Cruz

Actualmente Pemex cuenta con una capacidad de proceso de crudo en sus seis refinerías de 1.641 millones de barriles diarios, que se expandirá a 1.981 millones cuando el complejo Olmeca inicie operaciones integrales, lo cual debería ocurrir este mismo año, según ha prometido la empresa, después de múltiples retrasos en las fechas de arranque.

En tanto, Pemex ha dicho que la coquizadora de Tula comenzará operaciones en enero del 2025, aunque ello debía haber ocurrido este mes, según lo que la empresa proyectaba a inicios de este 2024. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024

3 AMLO asegura que la refinería de Dos Bocas comenzará a producir combustibles el sábado

La nueva refinería mexicana **Olmecca**, de la petrolera estatal Pemex y que ha retrasado varias veces su inicio de operaciones, comenzará a producir combustibles el sábado, dijo la mañana de este lunes el presidente **Andrés Manuel López Obrador**.

La nueva refinería mexicana **Olmecca**, de la petrolera estatal Pemex y que ha retrasado varias veces su inicio de operaciones, comenzará a producir combustibles el sábado, dijo la mañana de este lunes el presidente **Andrés Manuel López Obrador**.

Olmecca, conocida como **Dos Bocas** y ubicada en el estado de Tabasco, fue planeada para procesar 340,000 barriles por día (bpd).

El sábado ya empieza a producir completo toda la refinería de Dos Bocas", dijo López Obrador en su conferencia mañanera.

Con la refinería, inaugurada en 2022, el mandatario buscaba reducir la dependencia de México de los combustibles importados. El viernes, Pemex dijo el viernes que Olmecca estaba procesando 100,000 barriles por día. El Economista



La CFE detalla su participación en el Tren Maya

El director general de la CFE, Manuel Bartlett, explicó durante la conferencia mañanera los detalles de la participación de la empresa estatal en casi la mitad del funcionamiento del Tren Maya, así como la instalación de nueva infraestructura de generación en la Península de Yucatán.

El director general de la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, **Manuel Bartlett**, explicó este lunes durante la conferencia mañanera en Palacio Nacional los detalles de la participación de la empresa estatal eléctrica en casi la mitad del funcionamiento del **Tren Maya**, así como la instalación de nueva infraestructura de generación en la Península de Yucatán, con inversiones de 1,260 millones de dólares.

El Tren Maya recorrerá una distancia de 1,554 kilómetros, de los cuales 690 funcionarán con energía eléctrica, lo que significa que **la CFE electrificará el 44% de su recorrido**.

El proyecto de electrificación del Tren Maya comprende 53 obras mayores que consideran 11 líneas de transmisión y 42 subestaciones que proporcionan la fuerza de tracción necesaria a través de las catenarias para el impulso del tren a lo largo de su recorrido electrificado.

Estas obras incluyen la construcción de dos **centrales de ciclo combinado** de última tecnología en las ciudades de Mérida y Valladolid, Yucatán, con una inversión de 1,216 millones de dólares y una capacidad de 1,519 megawatts, que según cálculos de la estatal eléctrica es energía suficiente para atender la demanda y el crecimiento de toda la región.

El personal de la CFE desarrolló a la vez una infraestructura eléctrica equivalente a instalar nuevamente el sistema eléctrico de la ciudad de Mérida.

Esta extensión eléctrica cubrirá una superficie más grande que la de Países Bajos, Dinamarca y Suiza juntos", según explicó la CFE.

También se construyeron más de 556 kilómetros de líneas de media tensión y se instalaron alrededor de 6,000 postes para alimentar a más de 100 casetas técnicas, para el monitoreo continuo de la velocidad, posición y cambios de vía del tren.

Además, se desarrolló infraestructura complementaria para garantizar el suministro eléctrico de 171 servicios asociados, incluidas 34 estaciones, bases de mantenimiento, oficinas y talleres, entre otros.

Adicionalmente, la CFE construyó la **central fotovoltaica Nachi Cocom**, con una capacidad de 7 megawatts, la cual dotará de energía a los autobuses eléctricos cero emisiones del sistema de transporte público IE-TRAM. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024

4

Petróleo cae 1.75% por preocupación de que ataque en el Golán genere una guerra total

Los precios del petróleo cayeron más de un dólar el barril la jornada de este lunes.

Los **precios del petróleo** cayeron más de un dólar el barril la jornada de este lunes, después de que funcionarios israelíes dijeron que querían evitar arrastrar a Oriente Medio a una guerra total mientras respondían a un [ataque mortal con cohetes en los Altos del Golán](#) ocupados por Israel durante el fin de semana.

Los futuros del crudo **Brent** perdieron 1.35 dólares, o un 1.66%, hasta los 79.78 dólares por barril. Los futuros del crudo estadounidense **West Texas Intermediate** (WTI) bajaron 1.35 dólares, o un 1.75%, a 75.81 dólares.

Dos funcionarios israelíes dijeron a Reuters este lunes que Israel quería dañar al grupo libanés Hezbolá, respaldado por Irán y al que el país culpa por el ataque del sábado que mató a 12 niños y adolescentes, pero sin provocar un conflicto en toda la región.

Eso implica que un alto el fuego en Gaza podría no estar muy lejos en el futuro", dijo Bob Yawger, director de futuros de energía en Mizuho en Nueva York.

El domingo, el gabinete de seguridad israelí autorizó al gobierno del primer ministro **Benjamin Netanyahu** a decidir la "manera y el momento" de responder al ataque en un campo deportivo.

Israel prometió tomar represalias en Líbano contra Hezbolá, apoyado por Irán, que negó ser responsable del ataque. El domingo, aviones israelíes atacaron objetivos en el sur del Líbano.

Las tensiones provocaron preocupaciones de los inversionistas por el posible impacto en la producción de crudo de la mayor región productora de petróleo del mundo, pero hasta ahora el bombeo no se ha visto afectado.

Los referenciales Brent y WTI perdieron la semana pasada un 1.8% y un 3.7%, respectivamente, debido a la caída de la demanda china y a las esperanzas de un acuerdo de alto el fuego en Gaza.

Los datos publicados este mes mostraron que las importaciones totales de fuel-oil de China cayeron un 11% en la primera mitad de 2024, aumentando la preocupación por las perspectivas de la demanda en el mayor importador de crudo del mundo.

Los precios también bajaron el viernes tras conocerse que la enorme refinería de petróleo de Dangote en Nigeria está revendiendo cargamentos de crudo estadounidense y nigeriano después de sufrir problemas técnicos en la planta.

En tanto, los mercados están atentos al **productor de petróleo Venezuela** después de que la autoridad electoral del país dijo que el presidente [Nicolás Maduro ganó un tercer mandato](#) con el 51% de los votos a pesar de que múltiples encuestas a pie de urna apuntaban a una victoria de la oposición. Estados Unidos había dicho previamente que "calibraría" su política de sanciones hacia Venezuela en función de cómo se desarrollen las elecciones en el país miembro de la **OPEP**. El Economista



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024



Retroceso del peso provoca pérdida de la CFE en junio

Si bien el costo de ventas creció 13.7% a 135,516 millones de pesos de abril a junio, la estatal tuvo una utilidad bruta de 38,435 millones de pesos y gracias a otros ingresos por 5,501 millones de pesos marcó una utilidad de operación de 43,936 millones de pesos.

De abril a junio pasado la Comisión Federal de Electricidad (CFE) registró un resultado neto negativo de 76,690 millones de pesos, en comparación con la ganancia de 57,159 millones de pesos del mismo período del 2023.

Si bien se trató del peor resultado neto para un segundo trimestre en cuando menos la última década, este se debió a los abultados gastos financieros por la pérdida en cambios detonada por la depreciación del peso.

De acuerdo con el reporte de la empresa dado a conocer el viernes pasado a través de la Bolsa Mexicana de Valores (BMV), los ingresos de la empresa de hecho crecieron 1.2% a 173,952 millones de pesos.

Si bien el costo de ventas creció 13.7% a 135,516 millones de pesos, la estatal tuvo una utilidad bruta de 38,435 millones de pesos y gracias a otros ingresos por 5,501 millones de pesos marcó una utilidad de operación de 43,936 millones de pesos.

Sin embargo, el gasto financiero —que incluye la pérdida cambiaria— ascendió a 128,817 millones de pesos, lo que sumado al pago de impuestos dejó un resultado neto negativo de 76,690 millones de pesos.

A junio los ingresos de la empresa crecieron 2.5% a 321,701 millones de pesos, no obstante, el lastre cambiario del segundo trimestre que el resultado semestral también fuera negativo en 74,867 millones de pesos.

“Dicho resultado se explica por la pérdida cambiaria atribuida a escenarios de volatilidad del mercado de divisas, por lo que no refleja una debilidad operativa ni financiera de la CFE”, dijo la empresa, recordando que la depreciación del peso del segundo trimestre frente al cierre del 2023 fue de 7.68 por ciento. El Economista

Rescate a Pemex ha costado 1.31 billones de pesos: IMCO

Tan solo la canalización de recursos en forma de capital directo suma 984.7 mil millones de pesos entre 2019 y junio de 2024, dijo el IMCO

En el lapso comprendido entre 2019 y junio de 2024, **Petróleos Mexicanos (Pemex)** ha recibido **1.31 billones de pesos** en capital directo, exenciones fiscales y otros apoyos, reveló este lunes el **Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO)**.

Ese monto es equivalente a **14.3 por ciento** del total de los ingresos estimados en el paquete económico para 2024 del gobierno federal aprobado por el Congreso de la Unión, que fue de 9.1 billones de pesos.

En el periodo 2019-2024, el gobierno federal ha destinado **984.7 mil millones de pesos (mmdp)** tan solo en “aportaciones patrimoniales”, es decir, recursos fiscales.

Lo anterior, aclaró la organización no gubernamental, **sin considerar los estímulos fiscales que se han otorgado a la petrolera nacional**.

Ahora bien, entre 2019 y 2023, la actual administración había destinado a Pemex **839.7 mmdp** de los recursos federales en la forma de “aportaciones patrimoniales”, **más otros 145 mmdp** en la primera mitad de 2024.

“Durante los primeros seis meses de 2024 Pemex recibió 145 millones de pesos (mmdp) por concepto de aportaciones de capital: cifra que corresponde a 84.8 por ciento del monto de aportaciones aprobado en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) para todo el ejercicio fiscal 2024 (170.9 mmdp)”, agregó el IMCO.

En el estudio **“Pemex en la mira. Estados financieros segundo trimestre de 2024”**, elaborado por el Instituto bajo la dirección de **Valeria Moy**, se observa que durante el gobierno del presidente **Andrés Manuel López Obrador**, la empresa estatal recibió el mayor monto de aportaciones en 2021, cuando canalizó **316.4 mmdp**.

Cabe recordar que la política petrolera del actual jefe del Ejecutivo se fundamenta en el fortalecimiento de Pemex y en lo que ha llamado su “rescate”, consistente en desviar recursos federales hacia la empresa y exentarle obligaciones fiscales, como el pago del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) y los Derechos de Extracción de Hidrocarburos (DEXTHI).

“El 12 de febrero de 2024, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público condonó el pago del DUC y el Derecho por Extracción de Hidrocarburos correspondiente a octubre, noviembre y diciembre de 2023, así como enero de 2024. Pemex reportó que este beneficio asciende a 91 mmdp para 2023 y 20.6 mmdp para 2024”. recordó el IMCO. EAD

30 de julio de 2024

6

Alistan inspecciones a consumo energético de hoteles en Quintana Roo

En el caso de Quintana Roo, el sector hotelero es el de mayor relevancia en consumo eléctrico y uno de los más interesados con cumplir este esquema para no ser objeto de multas por parte de la Comisión Reguladora de Energía.

Cancún, QRoo.- Desde 2016 está vigente el denominado **Código Red**, mediante el cual el gobierno federal establece los requerimientos técnicos mínimos para usuarios del **Sistema Eléctrico Nacional** en cuanto a acceso y uso de la Infraestructura Eléctrica.

Sin embargo será a partir de este año que inicien inspecciones físicas y la aplicación de millonarias multas a quienes incumplan este esquema de eficiencia energética para usuarios de media tensión en todo el país.

En el caso de Quintana Roo, el **sector hotelero es el de mayor relevancia** en consumo eléctrico y uno de los más interesados con cumplir este esquema para no ser objeto de multas por parte de la Comisión Reguladora de Energía.

Roberto Figueroa Cerritos, presidente de la **Comisión de Energía de la Confederación Patronal de la República Mexicana (Coparmex)**, aseguró en entrevista con el Economista que a nivel nacional sólo 18% de los 5,000 usuarios de media tensión en el país ha cumplido con los requerimientos de Código Red, pero a partir del tercer trimestre iniciarán las revisiones físicas por parte de la CRE.

En caso de incumplimiento están previstas **multas que van desde los 5 hasta los 22 millones de pesos** o hasta el 10% de los ingresos anuales de una determinada empresa aseguró el también asesor en temas energéticos.

Figueroa Cerritos explicó que entre los principales aspectos a cumplir está una autoevaluación por parte de las empresas en las que se analiza el estado de la conexión al Sistema Eléctrico Nacional y sus niveles de consumo, así como prácticas de ahorro.

Una vez que se cuenta con ese análisis la empresa debe notificar a la CRE que está lista para ser inspeccionada.

En el caso del sector hotelero de Cancún, desde abril pasado iniciaron una capacitación en temas de eficiencia energética tanto para disminuir sus costos, como para cumplir con el Código Red.

El asesor energético explicó que al ser Quintana Roo uno de los estados con la mayor dependencia energética de todo el país al no producir prácticamente nada de la electricidad que consume, su sistema de suministro es uno de los más propensos a fallas, por lo que las revisiones de la CRE serán especialmente exhaustivas en la entidad.

Consumo estatal

Durante el cierre al curso de capacitación que le fue proporcionado al **sector hotelero de Cancún**, representantes de la Secretaría de Ecología y Medio Ambiente de Quintana Roo expusieron que con base a las proyecciones del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) se espera que el consumo de energía en la península de Yucatán crezca 3.9% al 2028 y 3.6% al 2037, mientras que la demanda crecerá en 4.9 y 4% respectivamente.

En ese escenario **Quintana Roo** es el que más crecerá de toda la Península, por encima de Yucatán y Campeche.

A ello debe sumarse que aunque Quintana Roo es la entidad con más demanda, también es la que menos energía produce, pues sólo genera el 3.49% de su consumo, con el turbogás y el diesel como sus principales fuentes.

Esto se traduce en que de nueva cuenta Quintana Roo se coloca en primer lugar nacional en cuanto a precios marginales locales de la energía eléctrica, con un costo promedio de 6,237 pesos por megawatt/hora (mw/h), seguido de Baja California Sur cuyo indicador se coloca en los 5,641 pesos por mw/h.

Esto, al mismo tiempo coloca a Quintana Roo como una de las entidades que más energía debe consumir para poder generar una unidad del **Producto Interno Bruto (PIB) nacional**, según el índice de Intensidad Energética de la Economía.

Según este índice, que expresa la relación entre el consumo energético y el PIB, Quintana Roo se ubica en el sitio 29 a nivel nacional respecto del resto de las entidades federativas, pues le toma 14,317 kilowatts-hora producir un millón de pesos del PIB, mientras que en la Ciudad de México este indicador es de 3,048 kilowatts-hora.

Todo lo anterior se combina con el hecho de que la industria hotelera de Quintana Roo es la de mayor consumo eléctrico y térmico de todo el país, con un total de 4.17 petajoules por año, casi la quinta parte del total nacional en el sector hotelero. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de julio de 2024

Hereda Nicolás Maduro su propia crisis energética

7

Va Maduro por tercer periodo presidencial, ¿cómo está el sector energético en Venezuela?

Con una producción por 783 mil barriles diarios (mbd) de petróleo crudo promedio, **Nicolás Maduro Moros** comenzará su tercer periodo en la presidencia de Venezuela en 2025 hasta 2031.

En la noche del día de ayer, la Comisión Nacional Electoral venezolana declaró a Maduro –quien ya ha gobernado de 2013 a 2019 y de 2019 a 2025– como el candidato ganador por poco más de 51 por ciento de los votos, apenas unos miles por encima de su contrincante abanderado por la oposición, **Edmundo González**.

La otrora potencia mundial productora de crudo y miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha tenido una pérdida en su extracción de aproximadamente **77 por ciento** desde 2006, cuando alcanzó su pico máximo, a 2024.

Comenzó a ver declinar su producción a partir de aproximadamente 2015, apenas dos años después de la llegada de Maduro para su primer periodo, sustituyendo y cobijado por el anterior mandatario, **Hugo Chávez Frías**, mandatario de 1999 a ese año.

Con Chávez, la producción venezolana de hidrocarburos líquidos había alcanzado los **3.4 millones de barriles diarios** para 2006 y justamente a partir de 2007 la nación sudamericana **comenzó a tener problemas** para reportar sus colocaciones de crudo ante la OPEP hasta mayo de 2017, cuando informó 1 millón 972 mbd.

Estimaciones de la **Administración de Información Energética (AIE)** de Estados Unidos indican que la producción llegó a apenas por encima de los 500 mil barriles en 2020 con una recuperación a 700 mil barriles para 2023 y 784 para este año.

Mucho de las pérdidas se debieron a la caída **prácticamente a cero** del recuento de la producción en plataformas en 2020 y que apenas en enero de 2023 comenzó a recuperarse, según la misma Administración.

En 2019 estaban reportadas 149 plataformas en operación para pasar **a solo 3** en 2023. En el mismo periodo, el número de pozos productores cayó de 639 **a 22**.

Sus exportaciones de crudo también se han reducido de los 847 **a 550 mbd**, mientras que sus exportaciones aumentaron de 4 mbd **a 40 mil** en el mismo lapso.

Sin embargo, sus reservas probadas de hidrocarburos alcanzan la significativa cifra de más de **300 mil millones de barriles**, por encima de las de Arabia Saudita, Irán o Emiratos Árabes Unidos. Hay petróleo, pero se extrae poco.

Respecto al gas natural, las reservas venezolanas alcanzan los **195 mil millones de pies cúbicos** a 2023, poseyendo **73 por ciento** del total de América del Sur. Su producción está asociada en alrededor de **80 por ciento** a la de crudo.

Desgraciadamente, a pesar de contar con grandes reservas, la producción **ha sido realmente limitada** por falta de inversión, incluida aquella destinada a la infraestructura.

Entre 2016 y 2020, la producción gasífera cayó del casi 1 billón de pies cúbicos diarios, **a unos 500 mil millones**, la mitad, según reportes de la AIE.

Por su parte, la capacidad de refinación de PDVSA ha disminuido significativamente, debido **a la falta de mantenimiento, inversión y sanciones internacionales**.

Las plantas refinadoras clave, como Amuay, Cardón y El Palito, han operado muy por debajo de su capacidad nominal. En 2023, la producción de gasolina era insuficiente para cubrir la demanda interna, ya que ha caído **a menos de 50 mbd**, muy por debajo de la demanda nacional, que ronda los 200 mil.

El desbalance entre oferta y demanda de combustible ha provocado periodos de desabasto y el florecimiento de un **mercado negro**, principalmente desde que la Guardia Nacional Bolivariana tomó el control de la distribución de las gasolinas, según reportes locales.

Apagones y pérdidas eléctricas

En los últimos 20 años, la capacidad de generación eléctrica de Venezuela se ha ido reduciendo y, como consecuencia, ha abierto **una brecha cada vez más amplia entre la oferta y la demanda**.

En 2007, durante el gobierno del ex presidente Chávez Frías se nacionalizó la industria eléctrica para crear la empresa estatal **Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec)** con la intención de consolidar el sector eléctrico bajo la propiedad y rectoría del Estado venezolano, en continuidad con la estructura del sistema eléctrico del país impulsada desde la administración chavista. Unas 14 empresas fueron integradas a Corpoelec.

Con base en datos de la AIE, en 2013 Venezuela contaba con una generación de 120 mil kilowatts-hora (kWh), un pico alcanzado luego de tres décadas de constante crecimiento.

Sin embargo, esta capacidad comenzó a declinar un año después a una tasa promedio anual de 2 por ciento, **para llegar a 95 mil kWh** como consecuencia de la obsolescencia de los equipos, la falta de mantenimiento, baja inversión, falta de incentivos en el mercado, control gubernamental, reducción en la capacidad profesional de operadores y falta de visión para anticipar y responder a los retos de la mezcla energética, según consideró el organismo norteamericano.

Si bien, Venezuela es de los países de la región de América Latina con mayor porcentaje de su población electrificada, pasando el 99 por ciento, **los persistentes cortes de electricidad** afectan la calidad de vida de la población, los sistemas de salud, el abasto de agua, el transporte público y el potencial productivo de la economía nacional. EAD