

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023



1

## El talón de Aquiles del sistema eléctrico, según el Cenace

Creecer al 0.6% anual, como la red de transmisión eléctrica de México, es insuficiente para prácticamente cualquier red de infraestructura de cualquier país. Pero es peor cuando se trata del punto de interconexión entre dos polos que crecen particularmente rápido.

En lo que va del sexenio, la capacidad de generación eléctrica ha crecido 23.2 por ciento. El consumo eléctrico, a pesar del impacto del Covid-19, lleva 14 por ciento. Esto implica que la generación creció 9.4 veces más rápido que la transmisión. ¿El consumo? 5.5 veces más rápido.

A partir de aquí queda bastante claro que “el desarrollo de la transmisión eléctrica ha sido el talón de Aquiles”. Eso es lo que declaró el director del Cenace la semana pasada en un foro.

Tiene toda la razón. La más reciente edición de su documento de planeación, el PAMRNT, reconoce que “la falta de infraestructura de la RNT es la que produce el mayor porcentaje de estados operativos de alerta”. Pero de todos modos hay docenas de obras de transmisión que, a pesar de haberse instruido hace años, se han aplazado recurrentemente.

El déficit de transmisión está muy lejos de arreglarse aún si se asume, como adelantó Forbes hace unos días, que “por fin se harán nuevas líneas de transmisión”. Las seis líneas delineadas en el reportaje de Patricia Tapia representan 777 kilómetros totales.

Esto es 0.7% de la red nacional de transmisión. Específicamente de 400 kV, para que el cálculo sea más generoso, implica apenas un 3.2 por ciento. En términos de proyectos totales que Sener ya le instruyó realizar a la CFE, sólo hay 4,324.7 kilómetros adicionales de aquí al 2031 —3.6 por ciento del total actual.

Hay que tomar en cuenta las advertencias del propio director del Cenace, Ricardo Octavio Mota Palomino: “El problema es que la infraestructura no se construye en un mes, ni seis meses, ni en un año”. Además, “nadie quiere pagar la transmisión; la mayoría se enfocan en la generación de energía, no en la transmisión y distribución”. Aquí si hay un detalle: le faltó explicar que casi nadie puede invertir en transmisión y distribución porque son monopolios constitucionales de la CFE. Así que lo que quizás quiso decir y por alguna razón no pudo es que la CFE no quiere invertir en estos rubros a pesar de que son sus negocios más rentables. Lo lógico sería empezar a exigirle, o abogar por quitarle su monopolio.

En cambio, “se prevé que, para los (nuevos) proyectos (de generación), se requerirá a los solicitantes, además de las Obras de Interconexión, de Obras de Refuerzo en la RNT, compensación, transformación y Sistemas de Almacenamiento, entre otras...”. Esto es lo que concluye el Cenace en su más reciente PAMRNT. Es su forma de decir que ya está trabajando para buscar formas en que los privados paguen por el desarrollo de tramos de la red que, por ser su monopolio, le corresponde a la CFE. Aún si lo lograran, esta lógica va a resultar en meras soluciones individuales para cada proyecto, sin privilegiar la flexibilidad que el sistema necesita para crecer.

Por eso están garantizando que, además de talón de Aquiles, la red de transmisión va a cerrar el sexenio siendo un auténtico lastre. Ojalá los equipos de precampaña de todos los precandidatos ya se hayan dado cuenta del tamaño del reto. No es sólo que sin transmisión (eléctrica) no hay transición (energética). Es que, en plena era del nearshoring, va a ser imposible tener un buen proyecto de nación sin proponer reformar el modelo de transmisión. El Economista

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023

2

## Mezcla mexicana sube 24.75% en las últimas seis semanas

De acuerdo con Pemex, luego de subir 1.81% en la última jornada de la semana, la mezcla cerró con un precio de 79.18 dólares por barril.

La **mezcla mexicana de petróleo** para exportación ha repuntado 24.75% en las últimas seis semanas y está en máximos no vistos desde noviembre de 2022, debido a las preocupaciones de una oferta reducida tras los recortes a la **producción** de Arabia Saudita y Rusia.

Este viernes, la mezcla cerró con un precio de 79.18 dólares por barril, de acuerdo con datos de **Petróleos Mexicanos** (Pemex), luego de [subir 1.81% en la última jornada de la semana](#).

Por su parte, el referencial estadounidense **West Texas Intermediate** avanzó 1.56% el viernes, a 82.82 dólares por barril, mientras que el europeo **Brent** del Mar del Norte ganó 1.29%, a 86.24 dólares.

Ambos referenciales cerraron la semana en su mayor precio desde mediados de abril y, tal como la mezcla, llevan seis semanas consecutivas de ganancias.

En la semana, [la mezcla](#) tuvo un alza de 4.71%, mientras que el WTI y el Brent avanzaron 2.78 y 1.47% respectivamente.

Arabia Saudita confirmó el jueves que prolongará hasta finales de septiembre un recorte voluntario de 1 millón de barriles diarios a su producción de crudo, mientras que Rusia dijo que igualmente extenderá hasta septiembre una reducción en sus **exportaciones petroleras**.

"Con el recorte de producción extendido, anticipamos un déficit de mercado de más de 1.5 millones de barriles por día (bpd) en septiembre, luego de un déficit estimado de alrededor de 2 millones de bpd en julio y agosto", escribieron analistas del banco de inversión UBS en una nota.

A este panorama, se agrega una caída récord de **reservas comerciales de crudo** en Estados Unidos, luego de que esta semana la agencia estadounidense de Información sobre Energía (EIA) diera cuenta de una reducción de 17 millones de barriles en la semana que terminó el 28 de julio, recordó Phil Flynn, de Price Futures Group.

En lo que va del 2023, la mezcla gana 13.58%, el **WTI** sube 3.19%, mientras que el **Brent** acumula un alza de 0.38 por ciento.

## Gas natural baja en la semana

En contraste, los futuros del **gas natural** bajaron 2.24% en la semana, a pesar del repunte en los precios internacionales del petróleo crudo.

Este viernes, los futuros del gas natural Henry Hub cerraron en 2.58 dólares por millón de unidad térmica británica (MMBtu) en la **Bolsa Mercantil de Nueva York**, según datos de CNBC. En lo que va del 2023, los futuros del gas natural bajan 37.19 por ciento.

Por su parte, los futuros de la **gasolina RBOB** bajaron 2.77% en la semana, cerrando en 2.7943 dólares por galón en la Bolsa Mercantil de Nueva York. En lo que va del 2023, suben 13.12 por ciento. El Economista



# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023



3

## **Pemex produce a junio el mayor volumen de combustóleo en 13 años**

Esta cantidad representa más de una tercera parte de la producción de petrolíferos de la estatal y supera el volumen de producción de gasolinas; en lo que va del sexenio, la elaboración de refinados ha repuntado 33%, pero la de combustible pesado casi se ha duplicado.

Petróleos Mexicanos (Pemex) elaboró en el primer semestre del año 291,046 barriles diarios de combustóleo, el mayor volumen para un periodo similar desde la segunda mitad del 2011. Con ello, la participación de este combustible residual en la producción total de petrolíferos de la empresa fue de 34.1%, en contraste con el 23.4% que se reportaba al iniciar esta administración, en 2019.

Lo anterior derivado de que el volumen de producción de petrolíferos se situó en 852,316 barriles diarios en la primera mitad del año, con lo que fue el más alto desde el primer semestre del 2017. Aunado a una mayor elaboración de productos ligeros, como las gasolinas, diésel y querosenos como la turbosina, las refinerías también producen otros combustibles pesados como el combustóleo, que ha desatado polémicas por la necesidad de que sea utilizado en la generación termoeléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ya que cada vez más industrias -entre ellas la naviera- lo rechazan por sus altos niveles contaminantes.

De acuerdo con las Estadísticas de Pemex al mes de junio, entre el primer semestre de 2022 y el mismo periodo de este año la elaboración total de combustibles aumentó 2.5%, pero la de combustóleo creció en 19 por ciento.

Si se compara con el primer semestre del 2019, en que inició la implementación de la política de aumento en la producción de combustibles para buscar la autosuficiencia, se ha conseguido incrementar en 33% la producción total de petrolíferos, pero ello ha provocado un aumento de 95% en la producción de combustóleo.

En tanto, el volumen de producción de gasolinas en el primer semestre fue de 272,067 barriles por día, inferior al del combustóleo por segundo semestre consecutivo. La estatal petrolera lleva así cinco de ocho semestres del presente sexenio produciendo más combustóleo que gasolina.

Y es que en la primera mitad del 2019 el reporte del volumen de producción de combustóleo de Pemex era de un volumen 25% inferior al de las gasolinas, es decir, 51,381 barriles por día menos.

Pero conforme ha ido incrementándose la producción de petrolíferos, la elaboración de combustóleo ha sido mayor a la de gasolinas con lo que al llegar a la primera mitad de este año se elaboró un volumen de combustóleo 7% superior al de gasolinas, lo que significaron 18,979 barriles diarios adicionales.

En lo que respecta a la participación, en este primer semestre las gasolinas representaron el 31.9% de la elaboración total de petrolíferos, mientras la de combustóleo fue de 34.1 por ciento. En contraste, la participación de la producción de gasolinas era de 32.2% en la primera mitad del 2019, mientras que la de combustóleo era de 24.5 por ciento.

### **Otros combustibles**

A la vez, la elaboración de diésel en la primera mitad del año fue de 134,857 barriles por día, con lo que en contraste con el mismo periodo del 2022 tuvo una disminución de 12 por ciento. En comparación con el primer semestre del 2019, la producción de diésel ha crecido únicamente 3.5%, lo que explica cómo han ganado terreno otros petrolíferos.

La producción de este combustible de alto precio tuvo una participación de 16% en el total de petrolíferos de la primera mitad del año, cayendo desde 18% en el primer semestre del 2022 y desde 21% en la primera mitad del 2019.

Finalmente, la producción de turbosina en este periodo fue de 37,623 barriles por día, con lo que se incrementó en 26% en un año e incluso en 22% en comparación con el 2019.

Sin embargo, este queroseno para uso aeronáutico mantuvo su participación de 4.4% en la elaboración total de petrolíferos de la empresa en comparación con el primer semestre del 2019 e incluso mostró un incremento desde el 3.6% que se reportó en la primera mitad del 2022, pero no aumenta al ritmo de la elaboración de otros productos. El Economista

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023

## Refinería Olmeca, promesas incumplibles en tiempos e inversión

4

La refinería Olmeca lleva un retraso de más de un año, y su personal calcula que arrancará operaciones como mínimo hasta 2025.

**Hay retrasos en dos de los equipos más importantes para el proceso de refinación: la fraccionadora de líquidos y la coquizadora para transformación del crudo”.**

**Gonzalo Monroy, fundador de la consultora GMEC**

La construcción de la refinería Olmeca por parte de Petróleos Mexicanos (Pemex) es uno de los compromisos emblemáticos del actual gobierno y sin embargo, desde el arranque de la obra hubo promesas de tiempo y de inversión imposibles de cumplir, según analistas, con lo que hoy lleva un retraso de más de un año, mientras el personal en el sitio considera que lleva un avance máximo de 70% y que arrancará como mínimo hasta 2025, con un costo de por lo menos el doble de lo prometido.

La refinería que se ubicará en Paraíso, Tabasco, es desarrollada para contar con una capacidad de 340,000 barriles diarios de proceso de crudo. Con ello se convertirá en la refinería más grande del país pero, como ocurre en instalaciones de esta magnitud, por condiciones de seguridad no operará al 100%, sino a un máximo de 90% de su capacidad, aunque el presidente Andrés Manuel López Obrador enfatizó desde el inicio de la construcción que se llegaría al proceso de 340,000 barriles diarios de crudo en julio de 2022.

En esa fecha, se llevó a cabo una ceremonia de inauguración en la zona donde se ubica la obra civil. Acompañado del gabinete ampliado de gobierno, el titular del Ejecutivo y la secretaria de Energía, Rocío Nahle, prometieron que a más tardar en diciembre del año pasado habría condiciones para sacar el primer barril de combustible refinado de esta planta.

Pero al concluir el 2022 no arrancó la refinería y de hecho, un año después, el 29 de junio, la titular de Energía presentó en sus redes sociales un video en el que respondía a quienes presionaban sobre los atrasos en la obra.

En el video, Nahle abrió una válvula y dijo que con ello se iniciaba el transporte de diésel a través de los distintos equipos, que comenzaban a calentarse para que en los siguientes días el gobierno pudiera hablar de la refinación del primer litro de combustibles.

Un mes después, el gobierno federal y Petróleos Mexicanos no han vuelto al tema.

Gonzalo Monroy, analista del sector energético mexicano y fundador de la consultora GMEC, explicó a El Economista que dos semanas después del video de la apertura de la válvula llegaron tuberías necesarias para interconectar equipos al sitio en Tabasco. Por tanto, no era posible que se calentaran equipos porque todavía no estaba lista la integración de la refinería.

Con los avances que se tienen hasta ahora, es casi imposible que la refinería comience a operar en 2023, pero además, es muy probable que incluso concluya el gobierno de Andrés Manuel López Obrador sin que pueda operar y que sea hasta 2025 en que la siguiente administración obtenga el primer barril de combustibles de Dos Bocas, aseveró Monroy.

Por otro lado, explicó que existen riesgos de seguridad en los equipos que por la premura y presiones políticas se provoque que no se sigan algunas normativas en la construcción que necesariamente en la operación desde las pruebas tendrán que llevarse a cabo, con los respectivos retrasos que esto implica.

Gonzalo Monroy aseguró que fuentes del interior de la petrolera aseguran que se han ejercido por lo menos 20,000 millones de dólares, en contraste con los 8,000 millones originales que se invertirían e incluso con los 18,000 millones de dólares que ya admitió el gobierno federal.

### **Fechas incumplidas en Dos Bocas**

#### **1 de julio de 2022**

Se comprometió como fecha de inauguración de la refinería. Entonces se realizó una ceremonia para mostrar la obra civil sin conexiones.

#### **Diciembre de 2022**

Arrancarían pruebas de producción

#### **Julio de 2023**

Se podría comercializar el primer barril de combustibles de la refinería Olmeca. El Economista

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023

5

## Hacer transiciones hacia el gas natural no basta para mitigar emisiones en AL

La región latinoamericana debe desarrollar planes transparentes, justos y equitativos para acelerar la salida de los combustibles fósiles de la generación de energía, incluyendo al gas natural, para alcanzar colaborar en la meta global de una reducción de 40 por ciento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en 2030, asegure el Hub de América Latina y el Caribe.

De acuerdo con el [Balance regional independiente de cambio climático para América Latina y el Caribe](#), elaborado por independent Global Stocktake (iGST), en la zona las emisiones proveniente del sector energía representan 31 por ciento del total, por lo que es importante considerar de “forma inmediata”, la sustitución de combustibles fósiles, es decir, el petróleo el carbón y el gas.

En el documento, los especialistas advierten que “hacer transiciones hacia gas natural no basta para mitigar emisiones”.

Los expertos señalan que si bien el gas natural tiene menos emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía, en comparación con el carbón o el petróleo, **el metano, que es el principal componente del gas natural, tiene un potencial de calentamiento 80 veces mayor que el CO2.**

Por ello, advierten que **impulsar el uso generalizado de este combustible en la región aleja a los países de alcanzar la meta global de disminuir en 40 por ciento las emisiones GEI al año 2030 a fin de limitar el incremento promedio de la temperatura de la tierra en 1.5°C.**

La ruta a seguir

El documento detalla que **la transición hacia economías bajas en carbono implica una reconversión tecnológica que transformará la infraestructura del gas en activos diversos**, es decir, que pierden su valor antes de que termine su vida útil.

Por otra parte, las reservas probadas de gas natural en América Latina y el Caribe, sólo representan cuatro por ciento del total mundial, donde destacan países como Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, México, Perú, Trinidad y Tobago, y Venezuela.

Argentina alberga la segunda reserva probada más grande del mundo en Vaca Muerta, pero en la zona se identifican serios impactos ambientales como contaminación del aire, suelo y agua, así como afectaciones a la salud causadas por la degradación ambiental y otros impactos sociales a los pueblos originarios afectados.

En cuanto a las reservas globales de otros combustibles fósiles, los países de ALC poseen aproximadamente 19 por ciento de las reservas de petróleo y solamente uno por ciento de las reservas de carbón.

*“La región no tiene una presencia dominante a nivel mundial en este campo, incluso si son consideradas las reservas de hidrocarburos no convencionales”, señala el estudio. Sin embargo, esta situación debe ser enfocada como una “valiosa oportunidad” para que los países de la zona se descarbonicen.*

*“Es posible dejar atrás la dependencia del carbón en aquellos países donde se extrae o se quema, como Chile, Colombia, México y Brasil, y promover la diversificación de fuentes de energía para el resto de países”, señaló el estudio.*

Sin embargo, el balance regional señala que en América Latina y el Caribe no existen objetivos claros de la eliminación progresiva de combustibles fósiles e introducción progresiva de renovables.

*“Ello da lugar a ejercicios de modelación que no permiten un progreso significativo y pueden mostrar signos de ralentización de la transición energética al permitir que continúe la inercia en torno al uso de combustibles fósiles”, advierten.*

En este sentido, el documento señala que **un elemento pendiente para la región es la definición de metas ambiciosas que permitan acelerar la salida de los combustibles fósiles, incluido el gas natural**, mientras se garantizan las condiciones para incrementar la participación de renovables bajo un enfoque de justicia, equidad y transparencia. EAD

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023

6

## Demanda nacional de gas llega a 1,720 mmpcd: Cenagas

El organismo dio a conocer los resultados de la Consulta Pública 2023

La demanda de gas natural en el país es de 1,720 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), de acuerdo con los resultados de la Consulta Pública Cenagas 2023.

El Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagas) dio a conocer este día los resultados de la encuesta a **consumidores, transportistas y demás participantes** de la industria del gas en México.

De acuerdo con el organismo, de los 1,720 mmpcd, el **68 por ciento es demanda existente, esto es, 1,169.6 mmpcd**, mientras que **25 por ciento**, o 430 mmpcd, corresponde a demanda adicional. El **7 por ciento restante**, que representa 120.4 mmpcd, es demanda nueva.

En el sondeo, los resultados revelaron que existe **mayor demanda por parte del sector industrial** para la transformación de materias primas. En este sentido, participaron **8 interesados** que hicieron 17 manifestaciones **para igual número de proyectos**.

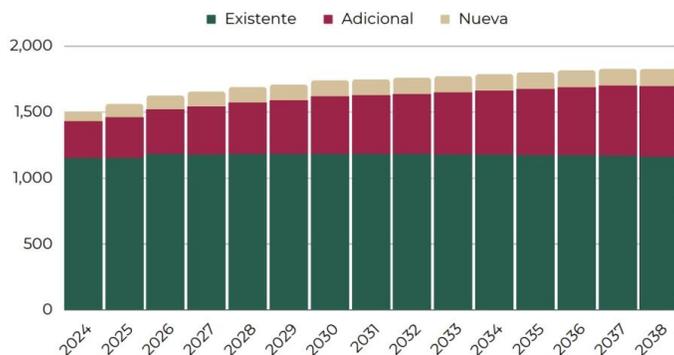
Le siguió el **sector eléctrico** con **4 interesados** para 7 manifestaciones de **7 proyectos**. Por último, el sector del **almacenamiento** tuvo un número **3 por igual para cada rubro**.

En este último punto, el organismo detalló que los tres proyectos se refieren al aprovechamiento de **cavernas salinas y yacimientos agotados** para el almacenamiento de gas.

La demanda para cada uno corresponde a **1.1 billones de pies cúbicos para comercializadores, 02 billones para distribuidores y 0.04 billones para industriales**.

### Evolución de gas natural manifestada

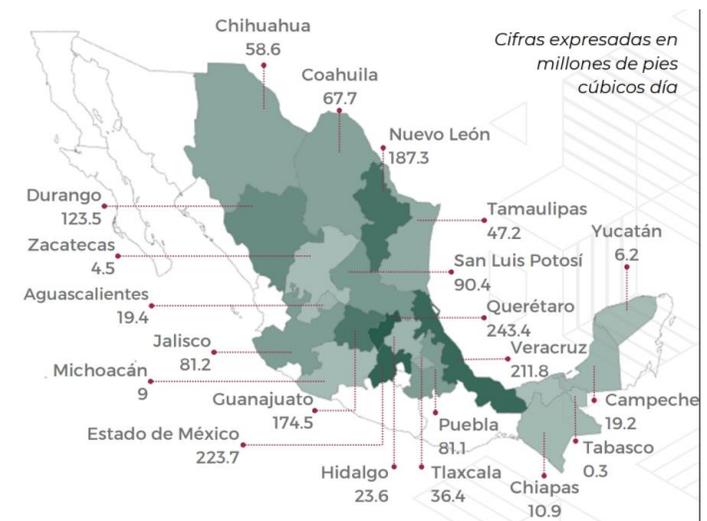
(mmpcd)



El segmento de la **distribución y comercialización**, por su parte, tuvo un nivel de participación de **14 interesados** con 18 manifestaciones para **290 puntos de extracción e inyección de gas natural**.

En los resultados de la encuesta, el Cenagas destacó que las **cinco entidades** federativas con mayor demanda de gas natural son **Querétaro**, con 243.4 mmpcd; **Estado de México**, con 223.7 mmpcd; **Veracruz**, con 211.8 mmpcd; **Nuevo León**, con 187.3 mmpcd, y **Guanajuato**, con 174.5 mmpcd.

### Demanda de gas natural por entidad federativa



En el informe de los resultados, el Cenagas afirmó que la información recabada mediante el mecanismo de la encuesta se complementará con otros datos, entre ellos, los que proporcionen las empresas productivas del Estados, es decir, **Petróleos Mexicanos** y **Comisión Federal de Electricidad**.

*“Se construirán escenarios de oferta y demanda de gas natural, tomando como base las estimaciones realizadas por el Cenagas de acuerdo con datos históricos”, agregó el organismo.*

Recordó que los escenarios se evaluarán técnicamente para determinar las necesidades de infraestructura técnica y económicamente viables, además de que los proyectos identificados serán propuestos a la **Secretaría de Energía** (Sener) para formar parte de la **Cuarta revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS 2020-2024)**. EAD

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

8 de agosto de 2023

## Paga Pemex al Estado monto récord en DUC

7

**En julio pasado, Pemex pagó 53.3 millones de pesos en Derecho por Utilidad Compartida, el segundo monto más alto desde 2015**

En julio de 2023, **Petróleos Mexicanos** (Pemex) pagó al Estado un total de **53,353 millones de pesos** (mmdp) tan solo en **Derecho por Utilidad Compartida (DUC)**, el **segundo monto más alto desde 2015**.

En **mayo de 2022**, la empresa entregó a las arcas públicas un monto por **59,216 millones**.

La entrega de estos recursos al séptimo mes del año **disparó las aportaciones de Pemex a los 67,992 mmdp** que, comparados con el mes anterior, resultaron en un alza sorprendente de **189.8 por ciento**. Frente al mismo mes de 2022, el incremento fue de **25.5 puntos porcentuales**.

En cuanto a los **contratos privados**, entre junio y julio de este año sus aportaciones también se incrementaron, al pasar de los 3,268 a los **4,681 mmdp**, una recuperación de **43.2 por ciento**.

En total, en julio pasado, el **Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)** transfirió a la **Tesorería de la Federación (TesoFe)** recursos por **72,615 mmdp**, lo que significa 45,223 millones más que el mes anterior, o 165 por ciento, y **20,965 millones más** que en el mismo mes de 2022, o 40.5 por ciento.

Cabe resaltar que los recursos transferidos a la TesoFe en julio pasado  **fueron más del doble** de los previstos en el calendario de la **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**, que estimaban un monto por 35,912 millones de pesos. En esta ocasión, el Fondo transfirió **36,703 mmdp por arriba de lo programado**, lo que equivale a **102 por ciento**. **EAD**



## Arabia extenderá recorte en la producción de petróleo

El Ministerio de Energía de Arabia Saudí dijo a la agencia de noticias local, *SPA*, que extenderá a septiembre el recorte de su producción petrolera, y añadió que podría ser más profundo.

En caso de concretarse, este sería el tercer mes consecutivo en el que el productor de petróleo más grande del mundo bajaría su extracción en un millón de barriles.

De acuerdo con estimaciones publicadas por la agencia *Reuters*, la producción de crudo en Arabia podría ubicarse en nueve millones de barriles diarios durante septiembre.

A las declaraciones de Arabia se sumó Rusia, pues el viceprimer ministro de ese país, Alexander Novak adelantó que el Kremlin reduciría las exportaciones de petróleo en 300 mil barriles diarios durante el noveno mes del año.

Los recortes se produjeron después de que en junio el grupo ampliado de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+) implementaron medidas para limitar el suministro mundial del hidrocarburo, al menos hasta 2024. **EAD**

