

09 de junio de 2022



1

Roberto Mercado: 'Electrocuta' a empresas rezago eléctrico

La situación actual del sector eléctrico merece mucha atención por parte de este Gobierno

El pasado 31 de mayo fue publicado por la Secretaría de Energía el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 (Prodesen). En este documento se presenta la planeación anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con un horizonte a 15 años. En dicho documento podemos encontrar el consumo y demanda máximas del SEN durante el 2021 así como la proyección esperada del 2022 al 2036, los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD), entre otra información. La situación actual del sector eléctrico merece mucha atención por parte de este Gobierno quien ha descuidado en cierta medida algunos de los puntos más importantes para que todo tipo de usuarios obtengan y mantengan su derecho al suministro de energía eléctrica confiable. Durante este sexenio se frenó la inversión en la transmisión y distribución de energía, no se han otorgados permisos de generación eléctrica desde inicio del 2019 por lo que no ha habido inversión privada nueva en generación, se está apostando por centrales de generación con mayores costos de operación y más contaminantes, dejando a un lado la generación renovable. Esto entre otros puntos nos puede llevar a que en un futuro no lejano, debido a que la oferta de energía y la capacidad de transmisión no siga el ritmo del crecimiento de la demanda del SEN, sean más comunes los cortes de energía eléctrica o apagones en diferentes zonas del País.

Como mencionaba, en esta Administración federal se detuvieron proyectos importantes infraestructura de las líneas de transmisión como lo son, el de la línea de transmisión de corriente directa del Istmo de Tehuantepec en Oaxaca al centro del País, para llevar toda la energía eléctrica generada por la gran cantidad de aerogeneradores instalados en dicha zona y el proyecto de otra línea de transmisión de corriente directa con la cual se conectaría eléctricamente Baja California con el resto del país, entre otros proyectos. La falta de inversión en la construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución y en el mantenimiento de las líneas existentes, ha ido debilitando la capacidad de transmisión al SEN conforme ha ido incrementando la demanda. A mediados del mes pasado Ricardo Mota Palomino, director del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), informó que el País está en riesgo de presentar apagones generalizados este año debido a la operación de las centrales de generación renovable y al rezago que existe en el crecimiento de las líneas de transmisión. Al aumentar la temperatura por la entrada del verano se incrementará la demanda de energía eléctrica, la cual podría saturar líneas de transmisión y distribución, ocasionando apagones en diferentes zonas.

Esta falta de inversión en las líneas de transmisión y distribución también ha llevado a que parques y plantas industriales, entre otros tipos de centros de carga en diferentes regiones del País, no tengan acceso a la capacidad de energía que requieren para sus operaciones.

Cuando realizan sus estudios de conexión o incrementos de demanda se les puede informar que no hay capacidad disponible en las líneas, que sucede en gran cantidad de casos, por lo que tienen que realizar una inversión en obras de refuerzo para poder liberar la capacidad solicitada, lo cual es un costo adicional que no se tiene contemplado en los proyectos de las empresas. En ocasiones esta situación ha llevado a las empresas frenar la instalación de una nueva planta o la ampliación de una planta, debido a la alta inversión adicional que tiene que realizar, la cual hace que el proyecto sea inviable económicamente. Algunos parques industriales en diferentes zonas del País han tenido que realizar grandes inversiones en subestaciones y líneas de transmisión para poder ofrecer a sus clientes la capacidad de energía que necesitan para instalarse en sus naves industriales. Esto nos lleva a que debido a la falta de inversión en las RNT y RGD por parte del transportista y el distribuidor, en este caso CFE Transmisión y CFE Distribución, son los usuarios finales quienes tienen que realizar dicha inversión para luego ceder las obras tanto a CFE Transmisión como a CFE Distribución, según corresponda, para que les puedan brindar el servicio y obtener la energía eléctrica que requieren para operar sus centros de carga.

Según el Prodesen, en el 2020 la RNT contaba con 110 mil 497 km de líneas de transmisión y para el 31 de diciembre del 2021 creció a 110 mil 549 km, es decir, un incremento del 0.048 por ciento. Del 2018 al 2019 el crecimiento de las líneas de transmisión fue del 0.82 por ciento y del 2019 al 2020 del 0.11 por ciento. La demanda del consumo del 2018 al 2019 aumentó un 2.1 por ciento, del 2019 al 2020 -2.2 por ciento (incremento negativo a raíz de la pandemia ocasionada por el COVID-19), del 2020 al 2021 un 3.5 por ciento, resultando en un consumo de 322,541 GWh. En el Prodesen se muestra el pronóstico del consumo neto del SEN del 2022 al 2036, para el cual se presenta el escenario Bajo con una tasa media de crecimiento anual del 2.3 por ciento, el escenario de Planeación con 2.7 por ciento y el escenario Alto con 3.2 por ciento. Si comparamos el crecimiento del consumo y el de la infraestructura de transmisión, podemos observar que no llevan el mismo ritmo de crecimiento. Además de esto, el crecimiento real que están teniendo las líneas de transmisión está muy abajo de la tasa media de crecimiento del consumo del SEN en el escenario Bajo, la cual es de 2.3 por ciento. Sin duda las líneas de transmisión y distribución son una parte fundamental del Sistema Eléctrico Nacional las cuales no deben ser descuidadas, sin ellas simplemente no sería posible llevar la energía a todos los usuarios. Además de llevar la energía es importante que el suministro de electricidad sea confiable y de buena calidad. Para esto la RNT y las RGD deben tener un crecimiento de acuerdo con las circunstancias de las tecnologías de generación como al incremento de la demanda del SEN.

La falta de fortalecimiento de la RNT y de las RGD ha hecho que empresas detengan sus proyectos de expansión. Para incentivar la inversión privada en nuestro País es importante que existan las condiciones adecuadas para operar además de las ventajas geográficas, políticas, de capital humano, entre otras que México puede ofrecer. El Financiero

09 de junio de 2022

2

La apuesta de Pemex para paliar sus escandalosas deudas

Sergio Chagoya reflexiona sobre la reciente decisión de Petróleos Mexicanos de refinanciar sus grandes deudas con proveedores y contratistas.

La reciente decisión de Petróleos Mexicanos (Pemex) de refinanciar sus grandes deudas con proveedores y contratistas, que tengan legítimos reclamos superiores a los 5 millones de dólares documentados en facturas, a primera vista parece una decisión estratégica que puede beneficiar a la empresa productiva del Estado mexicano al “reordenar” sus abultados pasivos, así como a todos los participantes en el esquema, en aras de darle una posible salida o alternativa a un buen porcentaje de empresas que no tienen liquidez por mora o de plano falta de pago por parte de la petrolera.

En efecto, la firma del “Acuerdo de Reconocimiento y Repago de Obligaciones entre Pemex y los proveedores y contratistas”, como se ha denominado a este esquema de desahogo de añejos compromisos económicos en el Comunicado nacional No. 32, tiene que analizarse desde una perspectiva de fondo. En lo general, esta determinación de entregar bonos bursátiles emitidos por la empresa controladora, parece positiva para el país, al ser Pemex, como grupo empresarial y agente económico, un jugador con enorme peso en la economía nacional, cuyo objetivo es obtener ingresos para el Estado Mexicano que contribuyan al desarrollo de largo plazo de nuestra Nación, maximizando la renta petrolera, generando valor económico y rentabilidad, en términos del artículo 27 constitucional y el artículo 4º de la Ley de Petróleos Mexicanos. De tal suerte que concederle un mayor plazo para liquidar obligaciones de pago y al mismo tiempo, reconocer ciertas deudas a cargo de sus distintas empresas productivas filiales, debe permitirle a nuestro Estado un manejo eficiente de las áreas estratégicas en materia de hidrocarburos, conforme lo establece el artículo 28 de nuestra Ley Fundamental; pareciera una medida adecuada dentro del amplio conjunto que se requieren, para solucionar la complicada situación financiera de nuestras empresas productivas del Estado en el ramo de hidrocarburos.

Sin embargo, el beneficio de la duda se impone, porque en esta administración federal se han tomado decisiones erróneas en el manejo, inversiones y estrategia general de Pemex, las cuales han sido señaladas por diversos expertos de la industria, inversionistas y acreedores, así como varias de las agencias calificadoras internacionales, que monitorean el desempeño de nuestra empresa productiva mexicana. Aunque se reconoce que la gran carga financiera y amplio endeudamiento, no es exclusiva responsabilidad de la actual administración, sino que obedece a muchos años de ineficiente administración, los funcionarios públicos en turno son los encargados de enfrentar y solventar la situación financiera actual de Pemex.

El refinanciamiento consiste en que los proveedores podrán adherirse al Acuerdo para que de esta forma sean reconocidas las obligaciones y el pago de facturas elegibles por parte de Pemex, con vencimiento al pasado 31 de mayo de 2022, lo que implica el intercambio de las simples facturas comerciales por notas globales.

Con un cupón de 8.75% y vencimiento en el año 2029 que puede resultar atractivo para las instituciones financieras en un proceso de re-mercado sujeto a ciertas legislaciones y regulaciones bursátiles de los Estados Unidos de América y la Unión Europea.

En otras palabras, todos ganan. Pemex, porque extiende su plazo de pago hasta 2029 y emplea mecanismos bursátiles, bajo normativas extranjeras estrictas, que son reconocidas y aceptadas por los mercados y grandes inversionistas; las empresas contratistas, ya que su nuevo deudor es Pemex como controladora, quien tiene mayores activos y patrimonio que sus subsidiarias y filiales, y de pretender liquidez, pueden acudir las instituciones financieras para monetizar las notas globales. De refilón, a las empresas subsidiarias y afiliadas de Pemex se les libera de pasivo con terceros.

Obviamente lo que hace este mecanismo es dar mayor plazo al deudor, Pemex, gracias a títulos que se cotizan en los mercados internacionales de valores.

A pesar de todo, hay dudas y ya empezaron las críticas de los expertos que no ven con buenos ojos la extensión del plazo de pago por 7 años más, en deudas corrientes que deberían ser saldadas casi de inmediato; síntoma de la descomposición en el manejo de las deudas de Pemex que hasta el momento ascienden a US\$13 mil 500 millones, moneda de curso legal en los Estados Unidos, y contando, según reportó a la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) en el primer trimestre del año.

Con el “Acuerdo de Reconocimiento y Repago de Obligaciones entre Pemex y los proveedores y contratistas” no se termina esta pesada losa, pero representa liberar -hasta cierto punto- pagos por dos mil millones de dólares y eso es mejor que nada y seguir en la misma situación. Además, demuestra voluntad de pago con un compromiso más elevado con proveedores y contratistas al expedir las notas globales no garantizadas, pero al fin y al cabo mejores que las facturas. Sin perjuicio de ello, los resultados de dicho Acuerdo tampoco han sido los esperados ya que no se alcanzó el monto objetivo antes indicado, sino que se lograron intercambiar mil quinientos millones de dólares, con una tasa aún más elevada de 9.25%

Con lo anterior, se demuestra que para recuperar la confianza de los acreedores actuales y de futuros inversionistas, Pemex debe atender a los distintos señalamientos sobre sus estrategias y operaciones que han venido formulado expertos financieros y de la industria petrolera, de tal manera que con los necesarios cambios en las mismas, dicho grupo empresarial productivo del Estado Mexicano pueda dar cabal cumplimiento a los mandatos y deberes impuestos en la Constitución y su legislación especializada. El Financiero

09 de junio de 2022

3

Huachicoleros causan fuerte incendio en ducto de Pemex en Nextlalpan y Tultepec, lleva activo 12 horas

Una cuadrilla de trabajadores de Pemex labora en la zona para controlar el fuerte incendio

Vecinos de los municipios de **Nextlalpan y Tultepec**, en el Estado de México reportaron que una **toma clandestina** presuntamente perforada por **huachicoleros** en un ducto de Pemex provocó un fuerte incendio

El fuerte **incendio en la toma clandestina** aún no ha sido controlado y lleva más de **12 horas quemando combustible**.

Usuarios de redes sociales compartieron imágenes del incendio y como una cuadrilla de **trabajadores de Pemex** trabaja intensamente para apagar el fuego.

Vecinos de esa comunidad narraron que es común ver camionetas transportando **combustible robado** para venderlo en la carretera más cercana.

Por más de 12 horas el fuego consumió el combustible

Por su parte, Protección Civil del Estado de México detalló que la toma clandestina fue ubicada en la colonia Aguiluchos, municipio de Nextlalpan, frontera con el municipio de **Tultepec**.

Y agregó que el personal de Pemex realiza un encendido y quema controlada para evitar la disipación del gas. El Heraldo



Pemex afina producción petrolera del noroeste mexicano

Entre los descubrimientos que se han realizado durante la actual administración, destacan los yacimientos ubicados en el campo **Ixachi**, el campo de **Quesqui** y el complejo **Francisco J. Mujica**.

En los próximos días, **Petróleos Mexicanos (PEMEX)** comenzará con la **perforación** y producción de distintos **pozos** en el noreste del país, con lo que se busca alcanzar el objetivo de **los 2 millones de barriles diarios** al término de la administración, y con reservas recuperadas.

Así lo indicó el director general de la empresa productiva del Estado, **Octavio Romero Oropeza**, quien aseveró que “esta semana vamos a visitar en la zona de la región marina noreste, unos pozos que están a punto de entrar en producción, (...) van a entrar en perforación y en desarrollo ya para producir”.

En tanto, detalló que otra de las grandes problemáticas que se tenían en la empresa era que se extraía crudo, pero no se reponían reservas y por lo que se fueron perdiendo reservas, sin embargo, “**en esta administración cada año que ha pasado lo que extraemos del subsuelo lo estamos reponiendo con creces**”.

Entre los descubrimientos que se han realizado durante la actual administración, destacan los yacimientos ubicados en el campo **Ixachi**, el campo de **Quesqui** y el complejo **Francisco J. Mujica**. Además de que, a diferencia de otros sexenios, este ha prestado especial atención en la exploración, actividad que registró un crecimiento anual de 16% en 2021.

“**Las tareas de exploración continúan con muchísima intensidad, y todos los días estamos atrás de la exploración y atrás de la producción, porque producción sin exploración no tienen futuro**”, aseveró.

Cabe señalar que esta administración recibió una producción de crudo que sumaba 15 años a la baja, pues pasó de producir 3.5 millones de barriles diarios a 1.6 en 2019, sin embargo, al cierre de 2021 **avanzó a 1.757 millones de barriles diarios**, esto es un crecimiento de 9.3 por ciento.

“**Recibimos la producción y refinación en picada y a la vuelta de estos tres años y medio el panorama ha cambiado, ahora mismo les puedo decir que desde 2019 se detuvo la caída de la producción de crudo y se inició el incremento, y lo mismo ocurrió con el proceso de refinación**”, destacó el director.

Datos arrojados por la petrolera señalan que la **refinación se ha incrementado 50%**, al pasar de 562 mil barriles a 839 mil, al cierre de abril de este año. El Heraldo

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

09 de junio de 2022

Rebasa WTI 120 dólares por barril

4

Los precios internacionales del petróleo volvieron a la **senda de crecimiento, impulsados por las preocupaciones en torno a la escasez de oferta mundial.**

Al cierre del mercado, el **West Texas Intermediate (WTI)** el precio de referencia de Estados Unidos, alcanzó **120.10 dólares por barril**, lo que representó un aumento de 1.35 por ciento, mientras que el **Brent europeo se ubicó en 121.14 dólares por barril**, lo que significó una ganancia casi idéntica a la de su par estadounidense.

De acuerdo con **Gabriela Siller, directora de Análisis Económico de Banco Base**, el mercado se enfrenta a dos temores simultáneos: **la escasez de la oferta y el incremento de la demanda.**

Por una parte, dice la especialista, los participantes del mercado esperan la publicación de los inventarios semanales de Estados Unidos.

“Se espera una contracción de al menos 2.25 millones de barriles diarios durante la semana previa y un aumento en la demanda por energéticos, con la temporada de verano de Estados Unidos. Asimismo, el levantamiento de los confinamientos de coronavirus en China también apoyó el aumento en el precio del petróleo pues se espera que la demanda incremente”, detalló.

Por el lado de la oferta, **las preocupaciones provienen del grupo ampliado de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+)**, pues el mercado duda que puedan aumentar la producción petrolera a los niveles acordados en la última reunión.

“Países como Angola, Libia y Nigeria han incumplido en repetidas ocasiones con sus cuotas ante problemas políticos y económicos internos”, dice la especialista.

En otras latitudes, **el mercado también prevé afectaciones a la producción de Rusia, debido al embargo aplicado por Europa.**

De acuerdo con el reporte mensual de expectativas energéticas de corto plazo de la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), **la producción de combustibles líquidos de Rusia alcanzará 9.3 millones de barriles diarios en el cuarto trimestre del 2023**, contra **11.3 millones de barriles diarios producidos durante los primeros tres meses de este año.**

Finalmente, la especialista señaló que un factor que puede disminuir las presiones sobre el precio internacional del petróleo es la expectativa en torno al crecimiento económico global, debido a que **el Banco Mundial recortó su expectativa de crecimiento a 2.9 por ciento para este año, desde un pronóstico previo de 4.1 por ciento.** EAD

¿Por qué está tan caro?

Los precios del gas natural han presentado alzas constantes a partir de marzo de este año, debido a la **guerra entre Rusia y Ucrania** y las consecuencias que ha traído en sanciones contra **Moscú, principalmente por parte de la Unión Europea y las represalias del Kremlin.**

La Unión Europea ha sufrido una reducción del abasto de gas natural proveniente de Rusia, el principal productor mundial de este insumo, que es utilizado principalmente para generar energía eléctrica en el Viejo Continente.

Aproximadamente 40 por ciento del consumo de gas natural de la Unión Europea es abastecido por Moscú, quien busca obligar a los países europeos a pagar por [esta materia prima en rublos](#), la moneda rusa.

El presidente [Vladimir Putin](#) emitió a finales de marzo un decreto para obligar a todos los países “hostiles” a pagar en la divisa rusa, o bien, procedería a cortar el suministro de gas.

Hasta el momento [cinco países han dejado de recibir el insumo proveniente de Rusia](#), pero el resto de la Unión Europea busca alternativas para obtener la materia prima.

“Es un tema de costo de oportunidad. Si pretendes eliminar la producción rusa de gas del mercado, vas a crear un hoyo gigante y es necesario buscar de donde va a salir ese gas. Y digamos las fuentes más claras son Qatar, Australia y Estados Unidos. Y los mercados siempre operan adelantados y la señal que tiene el mercado es buscar gas licuado de los países exportadores”, dice Rosanety Barrios.

La experta dice que **el gas natural licuado es mucho más caro que el gas en ducto**, debido a los procesos como la licuefacción para pasarlo a estado líquido, el almacenamiento y el transporte hacia su punto final, a lo que se suma la regasificación.

La expectativa, señala Barrios, es que **Estados Unidos aumente sus exportaciones a Europa, lo que presiona el precio del Henry Hub, la molécula de referencia que vende Washington a México.**

Para la especialista, **será muy complicado que este año se resuelva la situación entre Rusia y Ucrania, por lo que los precios del gas natural seguirán presionados a nivel global.**

“Aun cuando se resolviera, lo que los mercados están descontando es que las sanciones sobre Rusia se van a quedar, lo que implica que el gas ruso se use menos en el mundo; sin embargo, son expectativas, porque no está claro si los árabes y los chinos jugarán el juego que quiere Europa”, dijo Barrios.

Oscar Ocampo coincide en que **el gas natural es un mercado regional, aunque reconoce que Estados Unidos se ve en la necesidad de incrementar sus exportaciones debido a la situación en Rusia.** Sin embargo, el especialista prevé que el gas natural **no se dispare más allá de los niveles actuales, debido, precisamente, a que es un mercado regional.** EAD

09 de junio de 2022

5

Marcará 2022 segundo récord consecutivo en renovables

La instalación de nueva capacidad de energías renovables a nivel mundial obtendrá este año su segundo récord consecutivo, al crecer ocho por ciento en comparación con la capacidad instalada durante el año anterior, estimó la Agencia Internacional de Energía (**AIE, por sus siglas en inglés**).

En su pronóstico mensual, el organismo internacional que aglomera a más de 40 países miembro y es liderado por Estados Unidos, detalló que **durante este año se instalarán por primera vez en la historia más de 300 Gigawatts (GW)**.

El nuevo máximo histórico de instalación será posible gracias a un incremento de la instalación de capacidad de **energía fotovoltaica**, de las que se prevé un aumento de 25 por ciento en relación con el año pasado y aportará 60 por ciento del incremento previsto para 2022.

“Los proyectos a gran escala representan casi dos tercios de la expansión fotovoltaica total en 2022, impulsados principalmente por un entorno político sólido en China y la Unión Europea que impulsa un despliegue más rápido”, detalla el documento.

En este mismo camino, la Agencia Internacional de Energía también prevé un **repunte de la instalación de capacidad eólica terrestre, después de un fuerte tropiezo durante 2021**.

El año pasado, las instalaciones dependientes del viento registraron una caída de 32 por ciento; **sin embargo, se espera que las nuevas instalaciones eólicas terrestres a nivel mundial tengan una ligera recuperación durante 2022** y se alcancen 80 GW para el cierre de este año.

Este no será el mismo panorama en la energía **eólica marina**, pues se espera que la nueva **capacidad instalada se reduzca 40 por ciento en comparación con el año anterior**, después de un incremento extraordinario de cuatro veces en 2021, y que fue impulsado por China, debido a la fecha límite para la eliminación gradual de los subsidios nacionales.

“A pesar de esta disminución, las adiciones de capacidad eólica marina mundial en 2022 aún se duplicarán en comparación con 2020, gracias a la continuación de los incentivos provinciales en China y la expansión en la Unión Europea. Como resultado, se espera que China tenga la mayor capacidad eólica marina instalada acumulada a nivel mundial y supere a la Unión Europea y el Reino Unido juntos para fines de este año”, detalló el documento.

Estabilidad el año entrante

Para la Agencia Internacional de Energía, **el crecimiento de las energías renovables se mantendrá prácticamente sin cambios el año entrante**, siempre y cuando no se implementen políticas nuevas y más estrictas.

*“Mientras que se pronostica que la energía solar fotovoltaica batirá otro récord en 2023, alcanzando casi 200 GW, y con la expansión de la energía eólica y la bioenergía manteniéndose estable, 40 por ciento menos de adiciones de energía hidroeléctrica, debido a que una cartera de proyectos reducida en China obstaculiza el crecimiento de la capacidad en el mercado global de energía renovable”, concluye el organismo liderado por **Fatih Birol. EAD***



09 de junio de 2022

6

Alza en precio de gas debilita finanzas de CFE

El precio del gas de referencia Henry Hub cerró el 7 de junio en 9.39 dólares por millón de BTU, lo que significó un alza de casi 201 por ciento anual.

El incremento en el precio del combustible en Estados Unidos representa **presión adicional para las finanzas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, debido a que **60 por ciento de la energía que se genera en el país proviene del gas natural**, a lo que se suma que México importa desde Estados Unidos alrededor de 70 por ciento del combustible que requiere.

Especialistas consultados por **Energía a Debate** señalan que hasta el momento no se ha visto un impacto en las tarifas de CFE Suministro Básico ni en las de usuarios calificados, aunque advierten que las afectaciones ya se reflejan en las finanzas públicas.

“La dependencia de CFE de gas natural es la más alta, pero no solo eso, el problema que tiene CFE es que dos tercios de toda su generación depende de combustibles, de gas, diésel, combustóleo e incluso de uranio, y todos los combustibles sin excepción han estado subiendo de precio como consecuencia de la situación en Rusia”, dijo Rosanety Barrios, especialista energética de Voz Experta.

Lo que se puede esperar para CFE es que **los costos de operación, de los cuáles 70 por ciento corresponde a combustibles, suba respecto al año pasado.**

“En febrero del año pasado hubo un incremento muy fuerte de costos, que en el comparativo de marzo de 2022 se veía bastante bien. Pero ese beneficio se perdió a partir de abril, porque la base de comparación es baja de nuevo. Lo que tienes en la mesa es que la empresa eléctrica que atiende a 85 por ciento de la demanda nacional, va a experimentar un crecimiento de 50 por ciento en el costo de los combustibles, lo que equivale en números muy redondos a 100 mil millones de pesos de costo adicional este año”, mencionó.

Barrios advierte que esta cifra representa **más de 150 por ciento del subsidio autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para este año a la CFE**, que se ubica en 72 mil millones de pesos.

Sin embargo, recuerda Barrios, existe un decreto de Hacienda que no permite que las tarifas de servicio básico suban más allá de la inflación.

“Esta promesa seguramente va a intentar mantenerse para los usuarios residenciales, no sé para los usuarios industriales, pero implica necesariamente un mayor costo de generación”, añade Rosanety.

El problema que enfrentará la CFE se centra en las finanzas de la compañía. “Lo que tienes de ingresos adicionales del petróleo te lo estás gastando todo en subsidiar gasolina y diésel”. Por ello, no existen recursos disponibles para incrementar el subsidio de la Comisión Federal de Electricidad, por lo que la empresa deberá

Para **Oscar Ocampo, Coordinador de Energía en el Instituto Mexicano para la Competitividad (Imco)**, hasta el momento el fuerte incremento en los precios del gas natural no se ha visto reflejado en las tarifas industriales.

“Sin duda, en el corto plazo va a tener que reflejarse. La tarifa de gran demanda se ha mantenido prácticamente estable tanto en la base como en la intermedia, aproximadamente en un peso por kilowatt/hora”, dijo el especialista.

Ocampo coincide que Hacienda deberá compensar el subsidio a la CFE, porque la política pública establece que la empresa productiva del Estado no debe absorber las pérdidas, aunque no descarta un impacto financiero en la compañía.

“Ahorita tenemos 72 mil millones de pesos de subsidio en 2022, no ha habido ningún anuncio de ampliación, por lo tanto CFE va a absorber las pérdidas, pero esto no tendría por qué ser así. El subsidio tendría que correr por parte de Hacienda y no por parte de la CFE”, mencionó el especialista del Imco.

Llueve sobre mojado

El año pasado, a partir de la tormenta invernal de febrero que azotó Houston, Texas, el precio del gas natural se disparó a niveles jamás vistos, debido a que el gobierno de Estados Unidos ordenó que el gas natural se concentrara en atender los apagones en ese país, antes que exportarlo.

De acuerdo con Rosanety Barrios, **en 2021, las tarifas eléctricas aumentaron conforme a la inflación**, pero en la autorización tarifaria de este año, la **Comisión Reguladora de Energía (CRE) reconoció alrededor de 35 mil millones de pesos de costo adicional de las tarifas que se reflejaría en los próximos 24 meses.**

“En pocas palabras, como consecuencia de lo que sucedió el año anterior, nos van a subir la tarifa poquito a poco durante 24 meses. Así es como CFE va a recuperar ese dinero. El año pasado, Hacienda no le metió más dinero a la CFE y el costo adicional ya se reconoció por la CRE para que vaya a las tarifas, poco a poco”, dijo Barrios.

En este sentido, el año pasado, **las finanzas de CFE se debilitaron debido a este suceso, lo que se puede agravar en 2022.**

“Si este año le vuelve a pasar lo mismo, y se debilita más el balance, vamos a entrar en un problema muy grave. CFE es una empresa que cotiza en el mercado financiero con su deuda y ya S&P le bajó la calificación hace poco a la CFE, porque se está debilitando su balance”, mencionó.

El futuro cercano, dijo Rosanety Barrios, arroja que **la CFE tiene dos caminos, obtener más subsidios de Hacienda que se tendrán que obtener a través de la deuda, o bien, una debilitación mayor del balance y los créditos que solicite al mercado financiero. EAD**

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

09 de junio de 2022



Venezuela exige prepago para ventas de petróleo tras incumplimiento de compradores

La decisión de Venezuela también está creando problemas para exportar ante la acumulación de más de una docena de barcos cargados a la espera de permisos para partir.

La estatal venezolana PDVSA comenzó el mes pasado a cambiar la mayoría de sus ventas de petróleo al pago anticipado, requiriendo que los compradores paguen la totalidad del valor de los cargamentos antes del zarpe, tras recientes incumplimientos, dijeron tres personas cercanas a la decisión.

Los clientes exigen descuentos de hasta 47 dólares por barril al precio de referencia global Brent, en comparación con descuentos de 35 a 38 dólares por barril a principios de este año.

La decisión también está creando problemas para exportar ante la acumulación de más de una docena de barcos cargados a la espera de permisos para partir y el alza de los inventarios del crudo insignia del país, que están por llegar a máxima capacidad.

La exigencia de PDVSA se produce después de que al menos tres petroleros abandonaron aguas venezolanas este año sin que los compradores pagaran los cargamentos.

El país, miembro de la OPEP, desde 2019 depende de empresas con pocos antecedentes comerciales después de que sus grandes clientes se retiraron debido a las fuertes sanciones de Estados Unidos a la nación sudamericana. Washington ha identificado a muchas de estas empresas como ficticias.

Si la medida tiene éxito, PDVSA podría acelerar el flujo de efectivo proveniente de sus ventas, dijeron las personas.

Las nuevas condiciones de pago se comunicaron por primera vez en abril a empresas que intermedian en las ventas de petróleo venezolano, reduciendo drásticamente las exportaciones de mayo.

El volumen de crudo en espera a bordo de tanqueros que aún no tienen autorizaciones de zarpe casi se ha duplicado a 3,7 millones de barriles en lo que va de mes desde los 1,9 millones de barriles de marzo, mostraron los documentos de PDVSA.

Los descuentos en el precio del crudo insignia del país, el pesado Merey 16, se han ampliado a medida que los intermediarios presionan por una compensación para aceptar el pago anticipado, dijeron dos comerciantes familiarizados con los acuerdos.

“Los intermediarios están exigiendo una tasa ridículamente alta de casi el 8% por cambiar a prepago”, dijo uno de los comerciantes.

PDVSA y el Ministerio de Petróleo de Venezuela no respondieron a solicitudes de comentarios.

CARGAS “SECUESTRADAS”

Tras las sanciones comerciales impuestas por Washington a PDVSA desde 2019, la mayoría de los clientes occidentales de petróleo venezolano se han visto obligados a detener las compras, abriendo las puertas a negociaciones con empresas poco conocidas sin antecedentes comerciales. Decenas de estos pequeños intermediarios ofrecen ahora servicios de transporte de cargamentos, transbordo, reventa y entrega final.

Inicialmente, las autorizaciones de zarpe eran emitidas por las autoridades venezolanas al recibir PDVSA al menos un tercio del valor de los cargamentos en sus cuentas bancarias denominadas en euros, cubriendo la estatal con ello las regalías de los barriles exportados.

Los dos tercios restantes eran cobrados por PDVSA cuando los compradores finales recibían los cargamentos, luego de descontar costos de trasbordo, aranceles aduaneros y otros.

Pero algunas empresas incumplieron los pagos. La cantidad de embarcaciones que han abandonado aguas venezolanas sin pagar por completo el crudo ha aumentado desde el año pasado, en lo que PDVSA ha descrito en documentos internos como cargamentos “secuestrados”.

NUEVAS REGLAS

Los nuevos términos de PDVSA exigen un pago por adelantado del 100% antes de que zarpen los cargamentos, una transacción complicada ya que la empresa ha cambiado sus cuentas bancarias varias veces en los últimos años para evitar que los encargados de hacer cumplir las sanciones congelen los fondos.

“PDVSA no quiere ver desaparecer más cargamentos”, dijo una de las personas familiarizadas con el asunto.

Los cambios comerciales podrían erosionar temporalmente la demanda de petróleo venezolano en China, su principal mercado, ante una mayor afluencia de crudos rusos e iraníes compitiendo cada vez más por clientes, dijeron los dos comerciantes.

El crudo Merey para entrega en puerto chino en julio se está cotizando con un descuento de entre 45 y 47 dólares por barril frente al Brent, dijo uno de los comerciantes. OGM